

ESTANISLAU LUCZYNSKI

**OS CONDICIONANTES PARA O ABANDONO DAS  
PLATAFORMAS *OFFSHORE* APÓS O ENCERRAMENTO  
DA PRODUÇÃO**

Tese apresentada ao Programa Interunidades  
De Pós Graduação em Energia (PIPGE/USP)  
Da Universidade de São Paulo para a  
Obtenção do Título de Doutor em Energia

Área de Concentração:  
Energia

Orientador:  
Prof. Dr. Carlos Américo Morato de Andrade

São Paulo  
2002

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus amigos Rosana, Frederico e Cris pelo apoio nos momentos difíceis.

A Nazareth, Jisa, Vilma e Júlio por sua imensa paciência e boa vontade, mas, principalmente, pela amizade.

Aos amigos Flávio, Rito e Nonato pelo companheirismo e paciência com minha língua ferina.

Ao Gustavo que emprestou os Cd's.

Ao Varkulya cujos comentários melhoraram o Capítulo IV.

Aos professores Suslick e Milani da Geologia de Petróleo da Unicamp.

Ao Riolando pelas primeiras críticas sobre a forma de abordar o problema.

Ao Marçal Blanco pelos dados quase inacessíveis.

Ao professor Américo pela paciência e sobriedade na orientação.

Ao professor Taioli por suas ricas contribuições.

Ao professor Adnei. Sem ele este trabalho não teria sido realizado.

Ao professor Tachibana que propôs que o trabalho chegasse a algum lugar.

A professora Cunningham pela valiosa contribuição ao Capítulo IV.

Ao professor Edmilson pelo material de Dundee.

Ao professor Bahia pelas lições de petróleo.

Ao meu amigo Fagá por sua sensatez verborrágica.

A W.B. Yeats que mostrou que em giro cada vez mais largo o falcão não atende o falcoeiro e que no centro tudo se esboroa.

Aos que acham que aprenderam algo comigo. No fundo, eu aprendi bem mais com eles.

Ao meu avô que me ensinou na tenra idade que não tenho joelhos.

Aos meus pais e irmãos.

## QUARTA-FEIRA DE CINZAS

(T.S. Eliot)

(Tradução de Ivan Junqueira)

I

Porque não mais espero retornar  
Porque não espero  
Porque não espero retornar  
A este invejando-lhe o dom e àquele o seu projeto,  
Não mais me empenho no empenho de tais coisas  
(Por que abriria a velha águia suas asas ?)  
Porque lamentaria eu, afinal ?  
O esvaído poder do reino trivial.

Porque não mais espero conhecer  
A vacilante glória da hora positiva  
Porque não penso mais  
Porque sei que nada saberei  
Do único poder fugaz e verdadeiro.  
Porque não posso beber  
Lá, onde as árvores florescem e as fontes rumorejam  
Pois lá nada retorna à sua forma.

Porque sei que o tempo é sempre o tempo  
E o espaço é sempre o espaço apenas,  
E o real somente o é dentro de um tempo  
E apenas para o espaço que o contém.  
E alegro-me de serem as coisas o que são  
E renuncio à face abençoada  
E renuncio à voz  
Porque não mais espero retornar  
E assim me alegro, por ter de alguma coisa edificar  
De que me possa depois jubilar.

E rogo a Deus que de nós se compadeça,  
E rogo a Deus porque esquecer desejo,  
Estas coisas que comigo por demais discuto  
Por demais explico  
Porque esperar não posso mais  
E que estas palavras afinal respondam  
Por tudo que foi feito, e que refeito não será  
E que a sentença por demais não pese sobre nós.

Porque estas asas de voar já se esqueceram  
E no ar, são apenas andrajos que se arqueiam,  
Num ar agora cabalmente exíguo e seco,  
Mais exíguo e seco que o desejo.  
Ensinai-nos o desvelo e o menosprezo,  
Ensinai-nos a estar postos em sossego.

## APRESENTAÇÃO

O objetivo principal deste trabalho é ir de encontro a um dos grandes problemas da indústria de petróleo e gás natural: que destino dar às plataformas *offshore*, após o encerramento da produção comercial?. Embora não tão recente, este problema vem assumindo proporções cada vez maiores devido à crescente importância dada pela sociedade à manutenção da qualidade ambiental. No Brasil, apesar deste problema ainda não ter ocorrido, o mesmo não deve, contudo, ser ignorado, não só devido a importância que a produção de petróleo possui para a economia nacional, mas, principalmente, devido aos desdobramentos extensivos a todos os setores da sociedade.

Por outro lado, a idéia de uma tese sobre este tema, representa, concretamente, a iniciativa de pesquisar sem haver o apoio de referências nacionais. As poucas referências existentes podem ser encontradas nas legislações sobre *abandono* do Reino Unido e dos EUA. Devido a isso, o estudo sistemático das legislações internacionais permitiu a identificação dos problemas ambientais e aspectos legais referentes ao *abandono*. Esta situação, apesar de se constituir em uma condição de contorno, não se revelou, no entanto, limitante.

Por fim, entende-se que este trabalho é uma abordagem introdutória e incipiente a tratar do *abandono* de plataformas *offshore*, e que padece da falta de outros trabalhos a serem utilizados como medida de referência. Não obstante, espera-se que, num futuro próximo, os diversos aspectos da questão, aqui apontados presentemente, possam ser aprofundados e sucedidos por outras pesquisas a ponto de se discutir seriamente este problema no Brasil.

## RESUMO

Embora os problemas da poluição por óleo no mar venham sendo discutidos desde os anos cinquenta, as preocupações ambientais com os efeitos da produção de óleo no mar somente vieram à tona nos últimos quinze anos. Em 1958, a Convenção das Nações Unidas sobre Lei do Mar (UNCLOS I) delineou os dispositivos legais relativos à exploração dos recursos naturais marinhos, incluindo petróleo e gás natural. O documento final desta convenção diz que toda e qualquer estrutura relacionada à exploração de petróleo e gás natural deve ser inteiramente removida (*remoção total*) se a produção econômica já está encerrada. Em 1982, a UNCLOS II reafirmou a primeira convenção da ONU. Contudo, a cláusula da *remoção total* não é um consenso entre os países signatários das duas convenções. Alguns países, como o Reino Unido, têm se queixado do cumprimento deste dispositivo alegando que é mais barato e fácil realizar uma *remoção parcial* ao invés de uma *total*. A remoção parcial é vista como um meio de se criar recifes artificiais com partes das plataformas e recompor o meio marinho que foi cenário da exploração. Outros países, como a Noruega, utilizam partes de plataformas para a construção de obras civis, como portos.

Contudo, a despeito de toda esta discussão, somente em 1992, com a Convenção Oslo-Paris (OSPAR) é que houve o banimento dos afundamentos de plataformas, prática comum até então. Hoje em dia, qualquer plataforma deve ser projetada já tendo em vista um plano de *abandono*. Se tal plano não for possível de ser realizado, sugere-se haver um acordo entre concedente e produtor que possibilite o *abandono* da plataforma. Este mesmo tipo de instrumento pode fazer parte de uma legislação sobre *abandono*. Nela figuraria a criação de um fundo de financiamento à desativação de uma plataforma.

## **ABSTRACT**

Since the fifties some potential hazards of oil pollution on sea are being discussed. Although, the environmental concerns about the pollutional effects of oil production on sea only came out in the last fifteen years. In 1958 The United Nations Convention about Law of Sea (UNCLOS I) issued the first legal points about the exploration of the marine natural resources, including oil and natural gas. The final agreement of this Convention says that every structure or framework related to oil and gas exploration must be entirely removed (total removal) if the economic exploration is over. In 1982, the UNCLOS II restated the first one. However, the total removal is not a consensus among the countries that have shared the two agreements. Some countries such as United Kingdom have complained about this legal point. Actually, they justify their standpoint saying it is easier and cheaper to promote a partial removal instead of a total one. This kind of partial removal is designed to create artificial reefs by steel or concrete parts from platforms. In spite of this environmental option, there are alternative ones, for instance the reuse of steel parts such as in Norway. Some steel is used to build harbours or marines.

However, only in 1992, the Oslo-Paris Commission (OSPAR) banned the dumping (sinking) of offshore platforms. Nowadays every new platform must be designed with a removal plan known as abandonment plan. If this is not possible, an agreement shared by host country and producer or even the oil law should create a abandonment supporting fund aiming at the several actions needed to shutdown production and dismount a platform.

## ÍNDICE

	Página
Agradecimentos	2
Dedicatória	3
Apresentação	4
Resumo	5
Abstract	6
Índice	7
Lista de Gráficos	10
Lista de Quadros	11
Lista de Figuras	12
Lista de Tabelas	13
Lista de Diagramas	14
Lista de Mapas	15
Lista de Equações	16
Lista de Abreviaturas	17
<b>CAPÍTULO I - CONCEITOS INICIAIS</b>	19
<b>CAPITULO II - A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E AS RAZÕES PARA O ENCERRAMENTO DA PRODUÇÃO E O ABANDONO DAS PLATAFORMAS</b>	25
2.0 - Introdução	25
2.1. - Os Fatores que Incentivaram a Exploração <i>Offshore</i>	25
2.1.1 - O Incentivo à Exploração <i>Offshore</i> no Brasil	27
2.1.2 - A Participação da Produção <i>Offshore</i>	33
2.2 - O Tempo de Vida Útil da Plataforma e o <i>Abandono</i>	34
2.2.1 - As Despesas de um Projeto de Exploração e Produção de Petróleo	35
2.2.2 - As Razões para o <i>Abandono</i>	37
2.2.2.1 - Produção Antieconômica	38
2.2.2.1.A - O Fator Sazonal	38
2.2.2.1.B - O Fator Político	39
2.2.2.1.C - O Fator de Esgotabilidade	39
2.2.2.2 - Esgotamento das Reservas	40
2.2.2.2.A - Apreciação do <i>Limite Econômico</i>	40
2.2.2.2.B - Analogias de Campo	43
2.2.2.3 - Política Energética	45
2.2.2.4 - Utilização Estratégica do Recurso	48
2.2.2.5 - Pressão Ambiental	48

Síntese do Capítulo II	50
<b>CAPÍTULO III - ASPECTOS LEGAIS E ECONÔMICOS DO ABANDONO</b>	<b>53</b>
3.0 - Introdução	53
3.1 - os Antecedentes das Legislações sobre <i>Abandono</i>	54
3.1.2 - As Transformações nas Políticas para a Exploração dos Recursos Naturais Minerais	55
3.1.3 - A Reestruturação no Setor Mineral Brasileiro	59
3.2 - A Legislação Mundial para o <i>Abandono</i>	60
3.2.1 - Instrumentos Regulatórios Globais	62
3.2.1.1 - Instrumentos Legais Generalistas	70
3.2.1.2 - Instrumentos de Caráter Recomendatório	71
3.2.1.2.1 - Instrumentos Regionais	74
3.2.1.2.2 - Interpretações Conflitantes sobre as Legislações	84
3.2.1.2.3 - A Obsolescência de Alguns Tratados	85
3.2.1.2.3.1 - A Mudança das Circunstâncias Fundamentais	86
3.2.1.2.3.2 - A Falta de Aplicação de um Termo Contratual por Decurso de Prazo	87
3.2.1.2.4 - a Convenção LOS e sua Predominância	88
3.2.1.2.5 - Países, Posições Nacionais e o <i>Abandono</i>	89
3.2.1.3 - As Divergências na Prática da Aplicação do Princípio do <i>Abandono</i>	90
3.3 - A Estrutura Legal de <i>Abandono</i> no Reino Unido	91
3.3.1 - Lei Britânica X Leis Internacionais	91
3.4 - O Custo do <i>Abandono</i>	95
Síntese do Capítulo III	98
<b>CAPÍTULO IV - OS PROBLEMAS AMBIENTAIS RELACIONADOS AO ABANDONO</b>	<b>101</b>
4.0. - Introdução	101
4.1 - A Percepção do Problema Ambiental	102
4.2 - Condutores de Contaminação para o Meio Marinho	103
4.2.1 - A Determinação de Contaminação Química nos Mares	104
4.2.2 - Impactos Sobre o Meio Marinho Devido a Petróleo e Derivados	106
4.3 - Impactos Ambientais Relacionados à Exploração de Petróleo e Gás Natural	114
4.3.1 - Mudanças Químicas que o Petróleo e seus Resíduos Sofrem	116
4.3.2 - Processos Químicos e Biogeoquímicos Sofridos pelos Derrames de Óleo	122
4.3.3 - Tratamento das Manchas de Óleo	122
4.3.4 - Técnicas para Combate às Manchas de Óleo	127
4.3.4.1 - Outros Processos de Tratamento (Mistos)	132
4.4 - O <i>Abandono</i> da Produção e os Impactos Ambientais	136

4.5 - Dinâmica Geral do <i>Abandono</i>	140
Síntese do Capítulo IV	144
<b>CAPÍTULO V - A PROMOÇÃO DO ABANDONO</b>	146
5.0 - Introdução	146
5.1 - A Disposição das Plataformas <i>Offshore</i>	147
5.1.1 - Técnicas para o <i>Abandono</i> de Plataformas	153
5.1.1.1 - Definição de Campos Marginais	159
5.1.1.2 - O Desenvolvimento de Campos Marginais	161
5.1.1.2.1 - A Lei do Petróleo (9478) e os Campos Marginais	161
5.1.1.3 - O Futuro dos Campos Marginais	164
5.2 - Metodologia de <i>Abandono</i>	171
5.3 - Os Condicionantes para o <i>Abandono</i> de Plataformas <i>Offshore</i> após o Encerramento da Produção	178
5.3.1 - Uma Legislação Brasileira para o <i>Abandono</i>	182
5.3.1.1 - Obstáculos à Realização do <i>Abandono</i>	184
Síntese do Capítulo V	186
<b>CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS</b>	189
6.0 - Introdução	189
6.1 - Sobre a Legislação para o <i>Abandono</i>	190
6.2 - Sobre os Impactos Ambientais	191
6.3 - Sobre a Metodologia de Tratamento	192
6.4 - Sobre a Estimativa de Custos	193
6.5 - Sobre o Tempo Estimado até o <i>Abandono</i>	194
6.6 - Sobre Quando, Onde e Quais Plataformas Serão <i>Abandonadas</i>	196
6.7 - Comentários Finais	200
Anexos	203
Planilhas	204
Costa NE 1.xls	205
Potiguar 1.xls	206
Campos 2.xls	208
Referências	211

**Lista de Gráficos:**

	Página
Gráfico 1.1 - Produção de petróleo + líquidos de gás natural (LGN) + gás natural	23
Gráfico 2.1 - Perfil de produção hipotético 1	42
Gráfico 2.2 - Perfil de produção hipotético 2	43
Gráfico 2.3 - Perfil de produção hipotético 3	43
Gráfico 2.4 - Variação do preço do barril (US\$) entre 1973 e 1975	46

**Lista de Quadros:**

	Página
Quadro 2.A - Reservas provadas de petróleo e gás natural em terra e no mar. Ano base 2001	34
Quadro 2.B - Fatores que influenciam os períodos de produção máxima e declinante	43
Quadro 3.A - Critérios para o investimento de uma companhia mineral	56
Quadro 3.B - aspectos legais das novas leis de mineração	57
Quadro 3.C - Comparação dos custos de <i>abandono</i> x custos de exploração (US\$)	96
Quadro 4.A - Substâncias poluentes mais comuns	111
Quadro 4.B - Impactos ambientais das etapas de um projeto E&P de gás natural e petróleo	124
Quadro 4.C - Impactos ambientais nas fases de exploração e produção	126
Quadro 4.D - Efeitos do uso de detergentes em peixes segundo o tempo de exposição	130

## Lista de Figuras:

	Página
Figura 1.1 - Trapa anticlinal	21
Figura 1.2 - Morfologia litorânea	22
Figura 1.3 - Morfologia marinha e zonas de jurisdição	23
Figura 4.1 - Processos gerais sofridos por uma mancha de óleo	119
Figura 4.2 - Comportamento da biota em relação aos processos que uma mancha de óleo sofre	119
Figura 4.3 - Combate rápido dos derrames de óleo	120
Figura 4.4 - Tratamento usual de um derrame de óleo	132
Figura 4.5 - Tratamento de um derrame de óleo com mistura de areia e amina	133
Figura 5.1 - Plataforma fixa	155
Figura 5.2 - <i>Tombamento</i> , plataforma sendo puxada por um cabo	156
Figura 5.3 - <i>Tombamento</i> , afundamento da plataforma	156

**Lista de Tabelas:**

	Página
Tabela 2.1 - Preço do barril de petróleo (OPEP) entre 1973 e 1975 (US\$/bbl)	46
Tabela 4.1 - Concentrações naturais dos elementos químicos mais comuns em águas marinhas	105
Tabela 4.2 - Estimativa anual da entrada de petróleo nos mares	116
Tabela 4.3 - Tempo de biodegradação das frações mais comuns de petróleo	117
Tabela 4.4 - Perda em volume de uma mancha de óleo (evaporação x dispersão natural)	120
Tabela 4.5 - Estimativa de tratamento de derrames (1000 t/mês)	131
Tabela 5.1 - Distribuição mundial das plataformas segundo a profundidade	150
Tabela 5.2 - Distribuição mundial das plataformas segundo a idade	151
Tabela 5.3 - Profundidade de operação das plataformas fixas no Brasil	153
Tabela 5.4 - <i>Abandono</i> (remoção total), segundo critérios IMO (< 55 m, 4 mil t)	157
Tabela 5.5 - Número provável de <i>abandonos</i> , ciclo de 30 anos (ano base 2002)	158
Tabela 5.6 - Picos de produção nos campos com plataformas fixas	166
Tabela 5.7 - Razão R/P das bacias Costa NE, Potiguar e Campos	167
Tabela 5.8 - Comparação entre expectativas de <i>abandono</i> : bacia de Campos, NE e Potiguar	168
Tabela 5.9 - Estimativa de vida produtiva de alguns reservatórios das bacias NE, Potiguar e Campos	169
Tabela 5.10 - Agregação das estimativas de <i>abandono</i>	170
Tabela 6.1 - <i>Abandonos</i> prováveis nos próximos vinte anos	198

**Lista de Diagramas:**

	Página
Diagrama 4.1- Tempo estimado de ocorrência dos processos naturais em manchas de óleo	122
Diagrama 4.2 - Procedimento BPOE - Best practicable environmental option	173
Diagrama 5.2 - Estágios de <i>abandono</i> em plataformas <i>offshore</i> na costa brasileira	174
Diagrama 5.3 - Fontes de influência no <i>abandono</i> em plataformas <i>offshore</i>	178

**Lista de Mapas:**

	Página
Mapa 6.1 - Detalhe da bacia de Campos	200
Mapa 6.2 - Detalhe da bacia Sergipe-Alagoas	201
Mapa 6.3 - Detalhe da bacia Potiguar	202

**Lista de Equações:**

	Página
Equação 5.1 - R/P	166
Equação 5.2 - (ta)	168

## **ABREVIATURAS**

### **A**

ANP: Agência Nacional de Petróleo

### **B**

BAT: Best Available Technology  
BEP: Best Environmental Practice  
BCH: Sub-Committee on Bulk Chemicals  
BOP: Blow-out preventer  
BOPD: Barris de Óleo por Dia  
BPEO: Best Practicable Environmental Option

### **C**

CSD: Commission for Sustainable Development

### **D**

DBO: Demanda Bioquímica de Oxigênio  
DTI: Department of Trade and Industry

### **E**

EEZ: Exclusive Economic Zone  
EIA: Environmental Impact Assessment  
EIS: Environmental Impact Statement  
EMS: ISO 14000 Environmental Management Systems (series)  
EOR: Enhanced Oil Recovery  
EPA: Environmental Protection Agency

### **F**

FCCC: UN Framework Convention on Climate Change  
FDP: Fator de Declínio de Produção

### **G**

GOP: Working Group on Oil Pollution

### **H**

HMCS: Harmonised Mandatory Control System  
HSEMS: Health, Safety and Environment Management Systems (guidelines)

### **I**

IAGC: International Association of Geophysical Contractors  
ILC: International Law Commission  
ILO: International Labour Organisation  
IMO: International Maritime Organisation  
IUCN: World Conservation Union  
IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais

### **M**

MEPC: IMO Marine Environment Protection Committee

### **N**

NLP: Nova Lei do Petróleo

**O**

OBM: Oil-Based Drilling Mud  
OSCOM: Oslo Commission  
OSPAR: Oslo-Paris Convention

**P**

PARCOM: Paris Commission on Operational Pollution  
PSA: Particularly Sensitive Sea Areas

**R**

ROPME: Regional Organisation for the Protection of the Marine Environment  
R/P: Razão Reserva-Produção

**S**

SBM: Synthetic-Based Mud

**U**

UNCED: UN Rio Conference on Environment and Development  
UNCLOS: United Nations Law of the Sea Convention  
UNEP: United Nations Environment Programme

**V**

VOCs: Volatile organic compounds

**W**

WBM: Water-Based Mud  
WWF: Worldwide Fund for Nature

## CAPÍTULO I – CONCEITOS INICIAIS

A fim de se promover o aproveitamento industrial do petróleo e de seus derivados, necessita-se, antes de mais nada, que se proceda à exploração. Por sua vez, para que haja petróleo, uma série de processos geológicos devem atuar em conjunto.

Primeiramente, tem de haver existido em um dado momento da escala temporal – e dentro de uma dada área do planeta - vida vegetal e animal em profusão, essencialmente constituída por algas e pequenos animais com partes corpóreas cálcicas.

Secundariamente, esses pequenos animais ao morrer têm de formar acúmulos de matéria orgânica, em decomposição ou em vias de isso vir a acontecer. Essa acumulação pode se dar no local onde os organismos viviam (*autóctone*) ou não (*alóctone*). No entanto, para que haja a acumulação, devem existir depressões no solo ou no substrato oceânico (*bacias sedimentares*), as quais serão preenchidas por restos orgânicos para lá transportados via uma conjugação de processos dinâmicos de transporte de massa - baseados na densidade e relação área/volume da partícula transportada em relação ao fluido de transporte, que pode ser água, lama, ar, etc., - associados a diferenças de relevo topográfico.

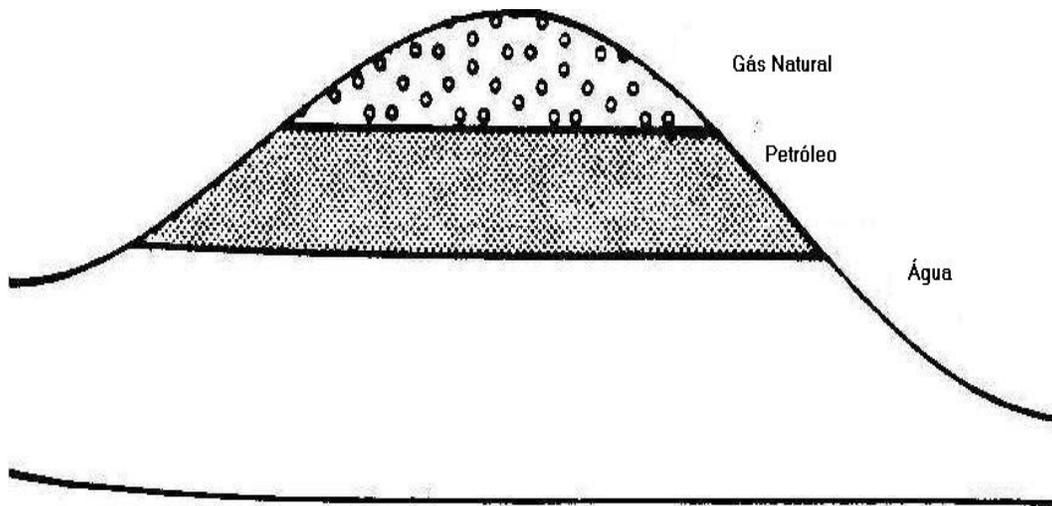
Terceiro, a matéria orgânica acumulada deve ficar protegida da ação das bactérias aeróbicas, o que implica em haver uma cobertura por material detrítico (*sedimentos*) em volume suficiente para preservar o material e evitar o contato com o oxigênio.

Quando todas essas condições se apresentam, juntamente com pressão, temperatura e tempo (que dentro da escala geológica é muito relativo), há a possibilidade de se formar petróleo e/ou gás natural. No entanto, deve-se considerar que o petróleo nem sempre é encontrado no local onde foi formado. Em outras palavras, significa que o petróleo possui a propriedade de migrar e de se acumular em outras rochas que não são as rochas que compõem o seu ambiente de origem.

Essa migração somente ocorre se forem satisfeitas condições como pressão das rochas em torno do local de formação do petróleo (*pressão litostática*), porosidade e permeabilidade das rochas, presença de fluidos associados ao petróleo, além de uma rocha que seja reservatório para abrigar o fluido que migra, sendo que a rocha-reservatório deve apresentar um tamponamento que evite a fuga do petróleo (*selante*).

Mesmo que todas essas condições sejam satisfeitas em uma bacia sedimentar, não há certeza da geração ou da ocorrência de petróleo. Não obstante, a procura por petróleo (*prospecção*) se prende a identificação de rochas (*sedimentares*) capazes de gerar e/ou de acumular petróleo, assim como de estruturas geológicas (*trapas ou armadilhas*) com a propriedade de acumular petróleo (especialmente dobras, falhas, domos salinos e discordâncias estratigráficas). Mais uma vez, mesmo que existam as condições supracitadas, mais as rochas e

estruturas não há garantia da geração e tampouco da ocorrência de petróleo. A Figuras 1.1 mostra um exemplo de trapa de petróleo.



**Figura 1.1 - Trapa Anticlinal**

Fonte: Seba (1998)

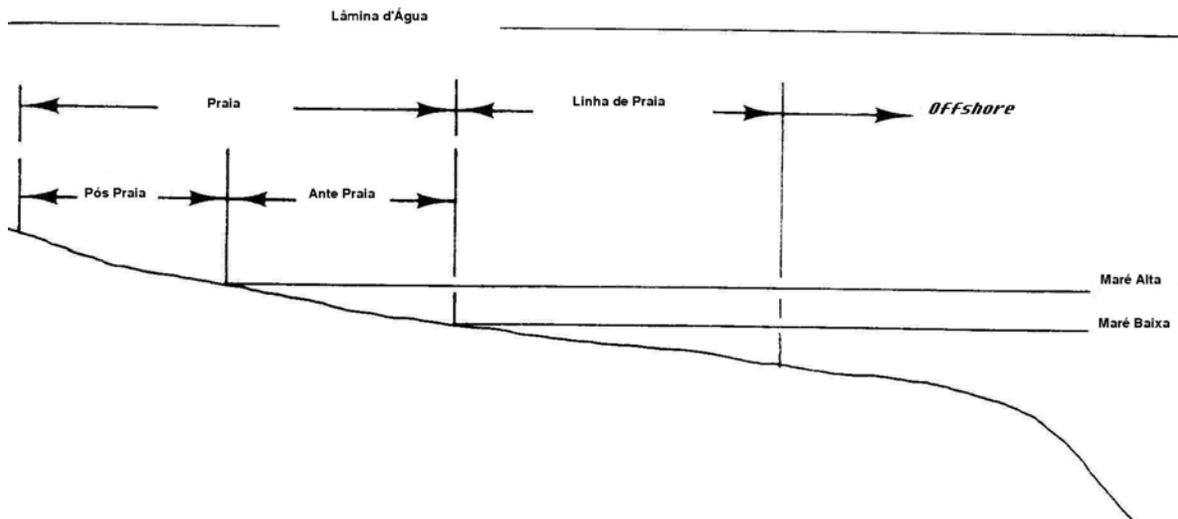
A prospecção de petróleo se realiza nas bacias sedimentares. Estas, por sua vez, devido a eventos geológicos como soerguimento, abaixamento, deriva continental, grandes falhamentos e/ou dobramentos (*tectônica*), avanços / recuos da linha do mar (*eustatismo*), podem ocorrer, atualmente, tanto em ambiente continental (*bacia sedimentar continental*) quanto marinho (*bacia sedimentar marinha*).

Embora a prospecção em bacia sedimentar continental seja, aparentemente, mais simples, em relação a prospecção em bacia marinha, devido ao deslocamento das equipes de geólogos e geofísicos ocorrer por terra, todavia, existem fatores que podem dificultar esse trabalho como a ausência de vias de acesso, a presença de floresta densa, clima muito úmido ou muito seco, insalubridade do ambiente, etc. Já quando a prospecção é feita em bacia marinha, a coleta de amostras geológicas (*testemunhos*) é feita com a utilização de navios ou drones e as medições geofísicas são realizadas a partir de embarcações e aviões. Além disso, antes de se iniciar a produção é necessário que haja uma “base” para a instalação do equipamento de perfuração. Isto se consegue através da utilização de plataformas, quando a exploração se dá em ambiente marinho, ou de torres fixas em terreno firme, dessa feita quando a exploração é em bacia continental.

Contudo, a exploração marinha, apresenta um diferencial em relação à continental, qual seja: antes de se atingir o sedimento que vai ser perfurado, há a profundidade a ser vencida

(*lâmina d'água*), que pode variar segundo a localização da bacia, que pode ser de algumas dezenas (*águas rasas*), centenas (*águas profundas, entre 400 e 1000m*) ou até alguns milhares de metros (*águas ultra profundas, acima de 1000m*). Quando a exploração se dá próxima à linha de costa, diz-se que é exploração *onshore*, já quando ocorre em mar aberto, a exploração é chamada de *offshore*.

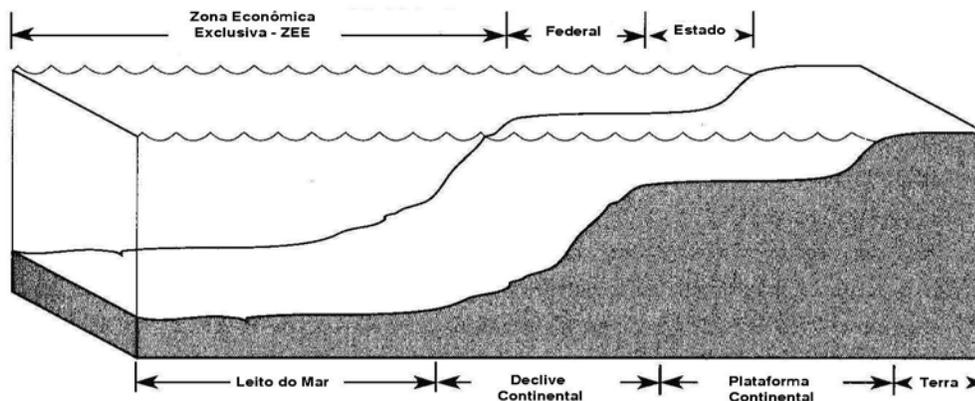
Existe uma certa confusão na aplicação do termo *offshore*. Embora seja um termo consagrado pela geologia de petróleo, ele somente se aplica à morfologia litorânea como indicado na Figura 1.3, no entanto muitas vezes é usado em substituição ao termo *plataforma continental*, este sim referente à morfologia submarina (Figura 1.2). Como às vezes, a zona *offshore* pode se sobrepor à *plataforma continental*, o primeiro termo ganha mais aplicação e expressão do que o segundo, servindo também de sinônimo para exploração em ambiente marinho, independente da distância da costa.



**Figura 1.2 - Morfologia Litorânea**

Fonte: Seba (1998)

A Figura 1.3 abaixo, mostra a posição da *plataforma continental*, em relação à divisão territorial de águas internacionalmente aceita. As divisões são referentes a: *zona econômica exclusiva (Zee)*, limite de jurisdição federal (federal), limite de jurisdição estadual (estado), leito do mar, declive continental, *plataforma continental* e continente (terra).

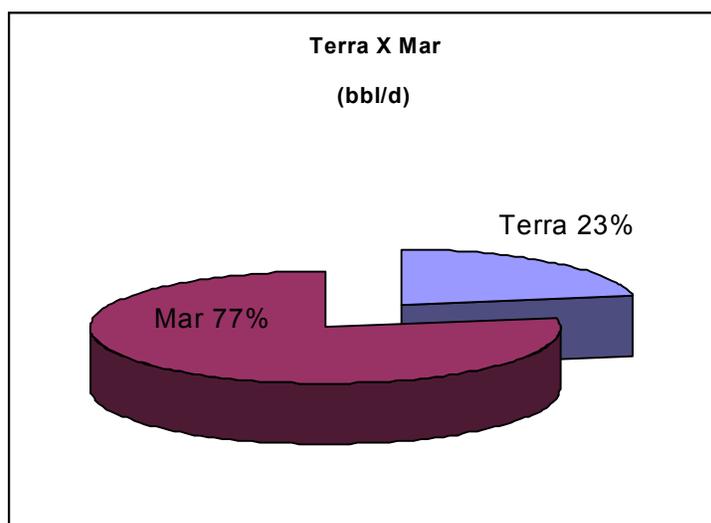


**Figura 1.3 – Morfologia Marinha e Zonas de Jurisdição**

Fonte: Central Coast Regional Studies Program *apud* Holing (1990)

A exploração de petróleo *offshore* é responsável pela maior parte do atual suprimento nacional de hidrocarbonetos e seus derivados (Gráfico 1.1). Contudo, para que ocorra a exploração e extração desse recurso mineral em ambiente marinho, necessita-se, como foi dito anteriormente, do emprego de plataformas de exploração petrolífera. No entanto, quando as operações de exploração e produção são encerradas pode restar apenas a instalação industrial que não é mais utilizada.

**Gráfico 1.1 – Produção de Petróleo + Líquidos de Gás Natural (LGN) + Gás Natural**



Fonte: PETROBRAS (2002)

Ao longo deste trabalho, far-se-á referência constante ao termo *abandono* de plataforma. *Abandono* significa que a plataforma não mais opera em regime de produção econômica e que suas atividades foram encerradas, ou seja, o *abandono* só ocorre após o encerramento da produção. Por conseguinte, a simples menção do termo *abandono* significa **abandono da plataforma após o encerramento da produção**. Além disso, *abandono* é aplicado a todas as operações de desmonte e desativação da plataforma, inclusive da infra-estrutura de transporte. Na pouca literatura existente sobre *abandono*, freqüentemente, surgem outros termos que são associados à *abandono*. Os mais comuns são: **decommissioning** que se refere apenas às operações de desativação e, como tal, não deve ser usado em substituição ao termo *abandono*. Já o outro, **relinquishment** também é utilizado como sinônimo de *abandono*. Na realidade, *relinquishment* é a **declaração de desistência de produção** por parte do produtor, dando início, portanto, ao processo de *abandono*. Esta declaração, em geral, está associado ao emprego de um fundo para o financiamento do *abandono*. Não obstante, para todos os efeitos, este trabalho só irá fazer referência ao termo *abandono*.

No Capítulo II deste trabalho, ver-se-á que alguns países que possuem plataforma em ambiente *offshore*, acreditam que no instante em que a exploração de um dado reservatório se torna antieconômica, o melhor a fazer é se deixar a estrutura plataformal no local, desmontá-la parcialmente, ou afundá-la, passando a explorar petróleo em outro local.

No Capítulo III, aborda-se o surgimento de legislações, em parte apoiadas em movimentos ambientais, que visam disciplinar o *abandono* da plataforma quando do encerramento da produção. Assim, hoje em dia, ao invés do *abandono*, uma plataforma pode ser removida do local onde estava instalada, por força da legislação ou contrato formado entre explorador e país concedente, pode ser parcialmente afundada, parcialmente removida ou ser inteiramente desmontada para que o seu material seja reutilizado em outras obras. A legislação também pode prever a criação de um fundo a ser empregado quando do abandono da plataforma, de modo a diminuir os custos dessa fase entre os sócios. Ao longo deste trabalho, o termo *abandono* será referente ao período em que ocorre o encerramento da produção e se inicia àquele de desativação da plataforma, indo até a desativação completa.

O Capítulo IV, mostrará que paralelamente à questão do *abandono* de plataformas, merece destaque o potencial poluidor da produção de petróleo, especialmente em ambiente marinho, no qual os derrames de óleo podem afetar a *oxigenação do meio, entrada de luz e taxa de regeneração de vida*, dentre outros problemas. Constata-se, então, que a permanência de uma plataforma desativada num ambiente tão rico e complexo quanto o marinho pode ocasionar desequilíbrios ambientais *como poluição marinha, derrames de óleo, alterações no regime de pesca e fluxos migratórios dos peixes, variações de temperatura nas correntes oceânicas, modificações na cadeia alimentar dos peixes, impecilhos à navegação* e outros problemas que talvez ainda mereçam estudos.

Não obstante, embora atualmente não se possa prescindir do petróleo, no que tange às necessidades energéticas, a questão ambiental envolvida na exploração vem se destacando em sua capacidade de mobilizar a sociedade, tanto no que se refere aos problemas ambientais quanto ao questionamento do modo de obtenção desse recurso energético, o que vem acentuar ainda mais o debate sobre o destino das plataformas.

Nos próximos capítulos, a questão do *abandono* de plataformas de petróleo, vai ser abordada em diferentes aspectos, no entanto, com ênfase nas considerações ambientais que devem ser observadas antes, durante e após o abandono, assunto abordado no Capítulo V. Ao lado destas considerações, sugere-se uma estrutura de lei para reger as desativações, assim como uma metodologia para proceder ao *abandono*. Por fim, indica-se as bacias onde vão ocorrer os primeiros *abandonos* no Brasil, apontando-se as plataformas que serão desativadas.

## **CAPÍTULO II - A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO AS RAZÕES PARA O ENCERRAMENTO DA PRODUÇÃO E O ABANDONO DAS PLATAFORMAS**

### **2. 0 - Introdução:**

O atual estado tecnológico da exploração de petróleo em bacias marinhas, tem de se valer de plataformas de aço (com ou sem partes de concreto) para a montagem dos equipamentos de perfuração dos poços. Obviamente, como não há outro terreno firme presente, que não seja o assoalho marinho, há a necessidade de um sistema de fixação. Toda a estrutura plataformal se mantém no lugar através da utilização de colunas fixação ou sistemas de ancoramento, o qual às vezes é auxiliado por um sistema de hélices (à semelhança das embarcações) orientadas via satélite, as quais são removíveis, ou seja, a estrutura pode ser rebocada para qualquer lugar em que haja interesse, com limitações apenas relativas à espessura da lâmina d'água (profundidade). Além disso, a plataforma reúne, também, facilidades indispensáveis ao desenvolvimento da exploração e produção em ambiente marinho, como, por exemplo: heliporto, dormitórios, estações de monitoramento das válvulas e do avanço das perfuratrizes, etc.

No entanto, ao longo da vida produtiva de um poço de petróleo, pode haver o momento em que a produção pode se tornar antieconômica. Nesse caso, o produtor pode optar pelo encerramento ou postergação da produção. Quando a alternativa é o encerramento, tende-se a abandonar a plataforma no local de operação, havendo a desmontagem parcial da estrutura ou o afundamento. Contudo, tal prática, atualmente, costuma ser bastante questionada, especialmente devido aos problemas ambientais que podem daí advir, como se verá no Capítulo IV.

Este capítulo apresenta os fatores que levaram ao incremento da exploração *offshore* em nível mundial e, posteriormente, ao desenvolvimento - dessa feita em nível nacional - de toda uma política tecnológica, institucional e econômica voltada para a exploração de petróleo em bacias marinhas da costa brasileira. Ainda dentre os objetivos do presente capítulo, discute-se os argumentos levantados pelos produtores para justificar o *abandono*.

### **2. 1 - Os Fatores que Incentivaram a Exploração Offshore:**

Até o início da década de 1960, a prospecção de petróleo era direcionada para as bacias continentais e *onshore*. Assumia-se que o petróleo (possivelmente) existente em ambiente marinho

*offshore* era de difícil prospecção e obtenção, sendo entendido como complexo e economicamente inviável devido as limitações tecnológicas de perfuração em profundidade. Essa situação só viria a se modificar no final dos anos sessenta e início da década seguinte.

Desde o final da II Guerra Mundial, o petróleo era comercializado a preços estáveis e considerados acessíveis pelos países consumidores. No entanto, alguns países produtores do Oriente Médio e da região do Golfo Pérsico já vinha pressionando as grandes companhias internacionais a aumentar a participação (renda) dos países produtores. No entanto, tal questão era prontamente rechaçada pelas companhias estrangeiras que exploravam o petróleo através de concessões. Em 1960, surge a *Organização dos Países Produtores de Petróleo* – OPEP, que se apresentava como produto da organização e fortalecimento da posição dos países produtores. Num primeiro instante, os objetivos da OPEP diziam respeito apenas à melhoria imediata do preço do petróleo para os países produtores, o que resultaria em:

- a) o controle sobre a quantidade de óleo produzida;
- b) investimentos no aumento da produção e refino;
- c) a devolução de terras antes ocupadas por grandes companhias;
- d) a indústria de petróleo passaria a ter especialistas nacionais em postos-chave (configurando-se, assim, um vetor para a criação de companhias nacionais de petróleo).

Essa postura inicial da OPEP perdeu até o final dos anos sessenta. No entanto, por volta de 1970 foi que a situação de insatisfação veio a se acentuar. Os Estados Unidos passaram a incentivar os países da OPEP a buscar a elevação de preços e a favorecer a atuação de pequenas companhias independentes, vendo nessa ação uma forma de enfraquecer o poder das grandes companhias e garantir o suprimento interno norte-americano (*Acordo de Teerã*). Esses países, em geral de governos islâmicos e nacionalistas, sentiam-se preteridos na comercialização do seu óleo pelas grandes companhias (Martin, 1992).

Todavia, apesar do disposto no *Acordo de Teerã*, alguns países passaram a nacionalizar as antigas concessões. O primeiro país a reverter as nacionalizações foi a Argélia que confiscou 51% das companhias francesas que lá atuavam (CFP e ERAP) em 1971, resultando no surgimento da *Société Nationale de Transport et Commerce des Hydrocarbures* - SONATRACH. Ainda no mesmo ano, a Líbia (onde atuavam diversas companhias independentes norte-americanas) criou a *National Oil Company*, através da nacionalização da *British Petroleum*. No ano seguinte seria a vez do Iraque criar a sua própria companhia a *Iraq National Oil Company* - INOC. Já em 1973 o Irã formaria a *National Iranian Oil Company* - NIOC. Ao mesmo tempo, a OPEP percebendo a diminuição de poder das grandes companhias, passou a querer a revisão imediata dos termos dispostos no *Acordo de Teerã*. As grandes companhias partiram então para a discussão da nova ordem com os representantes da OPEP, no entanto sem se chegar a qualquer resultado. O fim das discussões coincidiu com o início da guerra entre Egito e Israel em

06/10/73 - Guerra do Sinai. A OPEP, em sua maioria composta por países islâmicos decidiu aumentar os preços do petróleo, cortar os custos de produção entre 30 e 40% e embargar o óleo destinado aos Estados Unidos e Holanda. O período compreendido entre a Guerra do Sinai e o embargo de óleo é conhecido como o *Primeiro Choque do Petróleo*.

Com o aumento brusco dos preços e a possibilidade de escassez do produto no mercado, os países consumidores passaram a desenvolver *programas de conservação/economia de combustíveis e de energias alternativas/renováveis (biomassa, energia solar, álcool automotivo, etc.)*, ao mesmo tempo em que tentavam desenvolver novas jazidas de petróleo tanto em países que não faziam parte da OPEP, como em ambientes antes considerados como antieconômicos, complexos ou de alto risco. Essa situação de preço alto do petróleo foi de encontro à demanda reprimida e incentivou a exploração *offshore*, em locais como o Mar do Norte. No entanto, antes da ocorrência do *primeiro choque*, o Brasil já desenvolvia, desde os sessenta, atividades de exploração na costa brasileira em SE-AL, RN e BA.

Em outras palavras, o *choque* de 1973 deu o impulso necessário a exploração de um petróleo que anteriormente era considerado caro de ser extraído, pois, de um momento para outro, passou a apresentar um custo de extração compensatório em relação ao barril da OPEP.

Cumprir-se dizer que, a tecnologia para exploração *offshore* já vinha sendo empregada com sucesso pelas companhias norte americanas no Golfo do México, desde o final da década de cinquenta e ao longo de todos os anos sessenta. Assim, quando os países do Mar do Norte e o Brasil decidiram se lançar ao desenvolvimento da produção de petróleo em alto mar, as bases tecnológicas para exploração marinha já estavam consolidadas. Posteriormente, a prática demonstraria que devido a geologia brasileira diferir, em parte, da estadunidense, haveriam de ser desenvolvidas técnicas de exploração voltadas para o ambiente geológico da Bacia de Campos.

### **2.1.1 - O Incentivo à Exploração Offshore no Brasil:**

No Brasil a exploração em ambiente marinho começou em 1968 nas costas dos estados de Espírito Santo e Sergipe (Campo de Guaricema). No entanto, somente em 1974 é que ocorreria a primeira descoberta importante em *offshore*, o Campo de Marlim na Bacia de Campos (RJ), situado sob uma lâmina d'água que varia entre 600 e 1000 m de profundidade. Aparentemente, a importância dada a exploração *offshore* tem origem nas conclusões divulgadas pelo "Relatório Link": ao mesmo tempo em que apontava-se a aparente não-ocorrência de petróleo nas bacias terrestres brasileiras, sugeria-se que o programa de petróleo existente à época fosse direcionado para o ambiente *offshore*.

Embora, as conclusões do "Relatório Link" tenham sido distorcidas a ponto de dizer-se que não havia petróleo no Brasil, as conclusões eram baseadas nos dados geológicos que o autor

(Link) dispunha no momento. Deve-se ressaltar que ainda hoje as bacias terrestres brasileiras ainda são relativamente desconhecidas.

Assim, em parte devido as conclusões de Link e parte devido a um programa institucional de exploração além do *onshore*, a PETROBRAS viria a iniciar as atividades exploratórias nas bacias do litoral sudeste-nordestino nos anos sessenta.

No entanto, após o *Choque de 1973*, seria definido o vetor da exploração de petróleo no Brasil. O ambiente indicado era o *offshore*, assentado numa base institucional caracterizada pelo surgimento dos *Contratos de Risco*. Os *Contratos de Risco* eram uma das medidas, dentre várias, que o Brasil adotava, em 1975, para combater o *quadro recessivo mundial*, evitar o *racionamento de combustíveis*, e ainda *promover a estabilidade econômica interna*. Essas medidas estavam embutidas no II Plano Nacional de Desenvolvimento – PND, divulgado à Nação em 09/10/1975 pelo Pte. Geisel. Nesse pronunciamento, o Pte. Ernesto Geisel salientou que, em nenhum momento, o monopólio da PETROBRAS seria ferido, pois tal tipo de contrato (risco) contaria com a estatal nacional como participante e detentora da prioridade de compra em qualquer produção comercial.

Ao longo dos extratos do discurso, pode-se perceber o incentivo às atividades *offshore* justificado por um *retorno abaixo do esperado da exploração em bacia terrestre*. No entanto, o Governo Federal situa o *Contrato de Risco* como uma forma de o Brasil *diminuir a sua dependência do petróleo internacional* e ao mesmo tempo *reequilibrar as suas finanças*, que, na justificativa oficial, seguiam uma tendência mundial, de sucessivos déficits desde o choque de 1973. Os negritos não fazem parte do original. Foram acrescentados com o objetivo de enfatizar certos trechos do texto (Geisel, 1975 *apud* Kucinski, 1977):

*"A verdade é que tais dificuldades - crise de energia, universalização da inflação e estagnação nos países desenvolvidos com os conseqüentes entraves ao comércio internacional e problemas crescentes na balança de pagamentos para o mundo desenvolvido - estão persistindo mais do que, ao início deste ano, seria razoável esperar-se. Na verdade não se trata, ao que parece, de simples crise, aguda embora, de reajustamento econômico em larga escala. Enfrentamos verdadeira mudança estrutural da economia mundial.*

*Ora, esse quadro de indefinição certamente irá complicar-se ainda mais com a elevação de 10% nos preços do petróleo, o que custará ao mundo mais de 10 bilhões de dólares por ano. Ressalte-se, ademais, a indicação muito nítida de que novos aumentos poderão vir a ser impostos, periodicamente, a todos os consumidores.*

*Os efeitos desse aumento sobre o mundo subdesenvolvido serão múltiplos, quer de forma direta, pela elevação do custo das importações de petróleo e produtos sobre cuja formação de preços este influi substancialmente, quer, mais ainda, pelas repercussões indiretas.*

*Ao mesmo tempo em que procurou, pelo II PND, reajustar rapidamente as prioridades para atender os setores de energia, dos bens de capital, dos insumos básicos, desenvolvimento*

*ferroviário e construção naval - como exigiu a nova realidade mundial - o governo vem tentando, por todas as formas, salvaguardar a atividade econômica interna e o nível de emprego, quanto possível, dos efeitos recessivos da conjuntura internacional.*

*Na área do petróleo, as províncias de Campos<sup>1</sup> e do Rio Grande do Norte estarão produzindo, embora não a pleno, em 1977.*

*O governo decidiu, também, aprovar um Programa Nacional do Álcool, destinado a permitir o uso deste, progressivamente, como combustível, em proporção da ordem de 20% assim como sob a forma de matéria-prima para a indústria química.*

*O conjunto de medidas a serem baixadas em breve, para tal fim, compreende a compra de álcool, pela PETROBRAS, aos novos níveis de preço (paridade com o açúcar cristal), os estímulos financeiros à produção de cana adicional e à montagem de destilarias anexas ou autônomas.*

*Haverá, também, programas especiais de apoio à produção de álcool de outras fontes - mandioca e batata-doce - notadamente em áreas novas.*

*Igualmente, o Programa do Xisto já permitirá, em breve, decisões quanto à sua exploração em escala industrial, embora sua contribuição significativa à produção de óleo bruto leve ainda, certamente, alguns anos.*

*Na área de petróleo, é fácil de estimar que o recente aumento do preço internacional iria representar, se mantidos os níveis atuais de importação, um aumento de gastos diretamente, de cerca de 300 milhões de dólares anuais, e considerados os reflexos indiretos, de 400 milhões, aproximadamente.*

*Como é óbvio, tal elevação no dispêndio com o petróleo dificilmente se compatibilizaria com o objetivo enunciado pela balança comercial.*

*No propósito de, pelo menos, manter o valor das importações de petróleo, em 1976, ao nível de 1975, o governo está autorizando um aumento de 25% nos preços para a gasolina e de 10% para o óleo diesel e óleo combustível (sem alteração no preço do gás liqüefeito). Os recursos decorrentes desse aumento serão destinados a novos projetos na área de energia e ao Programa Nacional de Transportes Coletivos.*

*Ao lado das soluções de curto prazo e da abertura de alternativas como as do álcool e do xisto, não quis o governo deixar aspecto algum do problema do petróleo sem a devida consideração.*

*A análise meticulosa a que procedemos, inclusive debatendo o assunto com a PETROBRAS no âmbito da CDE e, hoje, de todo o Ministério, e levando em conta minha experiência pessoal como presidente da empresa, levou-nos à convicção de que o governo deve autorizar a PETROBRAS, sem quebra do regime do monopólio, a realizar **contratos de serviço com cláusula de risco por conta da empresa executora**, em áreas previamente selecionadas.*

---

<sup>1</sup> Campo de Garoupa, descoberto em 1974.

A medida será posta em prática com base na experiência dos contratos do monopólio pela PETROBRAS no Exterior, garantindo-se o princípio essencial do monopólio e definindo-se condições, níveis e prazos rigorosos para os investimentos a serem realizados, sempre sob o controle da PETROBRAS.

Enquanto os preços do petróleo bruto eram moderados e relativamente baixos, a ponto de sua influência na balança de pagamentos ser suportável, **não tínhamos interesse imediato em descobrir todos os nossos recursos em petróleo**, nem mesmo em ativar em maior escala sua produção, **mediante o emprego de meios financeiros superiores aos de nossas disponibilidades normais**. Achávamos que, em muitos casos, era preferível sermos comedidos na produção de nossos campos de petróleo, a fim de lhes prolongar a via útil. Como o presente de então não era crítico, preferíamos agir de maneira a não sacrificar o futuro.

Nesses contratos, a exploração ou pesquisa - que constitui a fase aleatória do processo, ainda com fortes nuances de aventura geológica - é custeada pela empresa contratante, a qual se propõe a executá-la em área limitada e em condições preestabelecidas, entre estas, basicamente, a de que o dispêndio correspondente à exploração não será ressarcido se o resultado for negativo (e daí a qualificação de risco) e, ao contrário, se positivo, será compensado com outras vantagens.

Entre nós, **após insucessos na exploração de bacias sedimentares terrestres<sup>2</sup> (Amazonas e Paraná), de ponderável êxito (na Bahia e Sergipe)<sup>3</sup> e medíocre (em Alagoas e Espírito Santo), passou-se a dar ênfase à exploração da plataforma submarina**. Nesta, após delonga inevitável para a execução de levantamentos sísmicos preliminares em toda a costa e a mobilização do avultado e dispendioso equipamento especializado indispensável aos trabalhos no mar, a PETROBRAS trabalha com intensidade crescente. Aí foram descobertos campos que já estão em produção, como os de Guaricema e Gaioba, na costa de Sergipe, outros em vias de delimitação e próximo desenvolvimento, como o de Ubarana, no Rio Grande do Norte e o de Garoupa, no Rio de Janeiro.

Os resultados esperados exigem, entretanto, muito tempo para se concretizar os avultados recursos financeiros. E, além disso, há outras áreas, em que ainda não nos engajamos, principalmente em virtude da desproporção entre as nossas possibilidades atuais e a imensidão da superfície a pesquisar - e, agora, com muito mais urgência que antes".

Em síntese, o discurso oficial incentiva a exploração das bacias marinhas em mar aberto com base em quatro parâmetros:

- a) o técnico: marcado pelo insucesso da PETROBRAS em bacias terrestres;

---

<sup>2</sup> Referência ao "Relatório Link" e a revisão do mesmo realizada em 1971.

<sup>3</sup> Primeira descoberta brasileira em *offshore* (1968).

- b) o institucional: surge com a criação do *Programa Nacional de Exploração via Contratos com Cláusula de Risco*. Quando do anúncio oficial de criação do referido programa (09/10/1975), o Governo Federal salientava que, a partir daquele instante, a PETROBRAS incrementaria as suas atividades em *offshore*;
- c) econômico: a exploração da plataforma submarina seria uma alternativa econômica - a médio prazo - para estabilizar a balança das importações de petróleo, através do pleno desenvolvimento dos recursos nacionais de hidrocarbonetos;
- d) tecnológico: criação e/ou ênfase a programas de energias alternativas e renováveis, como o do álcool combustível e o do xisto.

Todavia, antes do impulso oficial anunciado pela Presidência da República, em 1975, o famoso "Relatório Link"<sup>4</sup> expunha que, se o Brasil - no caso a PETROBRAS, buscava por importantes jazidas de petróleo, deveria iniciar e desenvolver a exploração na costa e em alto mar (Philip, 1989).

O disposto no relatório, em 1960, denotava que apenas três bacias do Nordeste brasileiro, nos estados da Bahia e Sergipe, eram alvos promissores. Já a bacia do Amazonas poderia ser desenvolvida, mas a elevados custos.

À época de publicação do relatório, a PETROBRAS realmente não tinha recursos para desenvolver a bacia amazônica. No entanto, a postura do corpo técnico da empresa foi a de rebater o que havia sido enunciado por Link, generalizando entre a população a idéia de que o país, devido a ser rico em quase todos os recursos naturais, também era rico em petróleo<sup>5</sup>. Não obstante, a verdadeira recomendação do relatório, só viria a ser entendida anos mais tarde: a auto-suficiência em petróleo só poderia ser atingida a partir de vultosos investimentos governamentais.

Link, o famoso geólogo estadunidense, na realidade havia sido contratado para criar um departamento de exploração de petróleo para a recém nascida PETROBRAS, e assim o fez. No entanto, teve de se defrontar com a quase que total ausência de dados sobre as bacias sedimentares brasileiras.

As polêmicas relativas ao referido relatório são decorrentes em sua maior parte das características geológicas brasileiras, sobre as quais Link tentou aplicar as mesmas técnicas que havia empregado com sucesso nos EUA.

---

<sup>4</sup> Relatório de autoria de Walter K. Link, ex-geólogo chefe da Standard Oil. Link acreditava que o Brasil deveria possuir campos tipo *Bonanza*, i.e., com reservas superiores a 100 milhões de barris (Marinho, 1989). Uma suposição, talvez, baseada na disposição das bacias sedimentares brasileiras (comentário do autor).

<sup>5</sup> De certa forma, a idéia do país rico em petróleo remonta às propagandas do DIP, as quais eram veiculadas nos cinemas durante o Estado Novo de Getúlio Vargas. Mais tarde, essa postura seria refletida na Campanha "O Petróleo é Nosso" que ocorreu na década de cinqüenta.

Souza (1997) relata que Link estava acostumado à exploração em regiões *Cretácico-Terciárias*<sup>6</sup> do Golfo do México. Lá, a busca de petróleo se centrava na identificação de estruturas ou armadilhas estruturais com base em sísmica de reflexão. Só que, ao se transferir para o Brasil, Link veio a se defrontar com terrenos do *Paleozóico*<sup>7</sup>, um tipo de ambiente petrolífero que já se encontrava exaurido nos EUA. Tendo, então, de desenvolver exploração nesse tipo de terreno, o geólogo norte americano resolveu empregar as mesmas técnicas de exploração que haviam dado certo no Golfo do México e no *Paleozóico* norte americano, em especial as técnicas geofísicas. Logo, percebeu-se que o *Paleozóico* brasileiro não respondia às técnicas como Link esperava, o que resultou numa coleta de dados muito pobre. Os dados obtidos não eram representativos devido a:

- a) muitas *intrusões ígneas*<sup>8</sup> que provocavam falsas estruturas;
- b) a geologia de superfície tinha dificuldade em identificar estruturas;
- c) haver regiões com espessa cobertura de sedimentos *Recentes* ou do *Terciário*, como no caso da Bacia Amazônica.

Ao ver que o seu modelo de exploração falhava no Brasil, Link resolveu empreender um novo, o qual se baseava na identificação de *altos do embasamento cristalino*<sup>9</sup>. Essa técnica de exploração se baseava na extrapolação do modelo do Recôncavo Baiano, que era referente aos campos de Dom João e Água Grande.

Devido a valer-se de um único modelo exploracional, as bacias paleozóicas brasileiras terminaram generalizadas no relatório final, como sem estruturas e *atectônicas*<sup>10</sup>. Posteriormente, logo após a saída de Link do Brasil, as suas considerações sobre as bacias brasileiras seriam paulatinamente reconsideradas. No entanto, houve o mérito de ser sugerido no relatório, o vetor exploracional que a PETROBRAS seguiria nos anos seguintes, ou seja, o direcionamento para *offshore*.

Ao final da década de sessenta, a exploração de petróleo, em nível mundial, tendia a estender as suas atividades à plataforma continental, o que, em parte, influenciou o início da exploração brasileira no mesmo ambiente, devido aos sucessos obtidos pelos EUA na exploração do Golfo do México. Com base nisso, as ponderações do Relatório Link, sobre a exploração em mar aberto foram retomadas.

---

<sup>6</sup> Cretáceo: período geológico da Era Mesozóica, compreendido entre 144 M.a. e 66,4 M.a. Já o Terciário é o período geológico da Era Cenozóica, compreendido entre 66,4 M.a. e 1,6 M.a.

<sup>7</sup> Paleozóico: era geológica compreendida entre 544 M. a. e 245 M. a.

<sup>8</sup> Corpos rochosos formados por rochas de composição igual ou semelhante à do granito ou basalto.

<sup>9</sup> Conjuntos de falhas que poderiam servir de reservatório.

<sup>10</sup> Atectônica: região em que não se detecta vestígios de tectonismo, ou seja, os movimentos dinâmicos da crosta terrestre, capazes de deformações em conjuntos de rochas, não deixaram "pistas" que indicariam a sua ocorrência. O tectonismo é capaz de produzir armadilhas de petróleo, como falhas e dobras.

O início da exploração marinha brasileira deu-se na costa do Espírito Santo, em 1968. Lá buscava-se determinar se uma estrutura era formada por intrusões ígneas ou por *diapirismo salino*<sup>11</sup> (à semelhança das estruturas texanas) (Souza, 1997). Por volta de 1968 e 1969 já havia resultados promissores em Guaricema (SE) e haviam sido encontradas características estruturais de reservatórios na Foz do Amazonas (semelhantes aos grandes reservatórios do Delta do Níger e do Mississipi) e na bacia de Santos (Conant & Gold, 1981).

Com a posse de Geisel, em 1969, o Governo Federal assumiria a posição oficial de que, a partir daquele momento, se lançaria "com obstinação à exploração da plataforma submarina"<sup>12</sup> (Marinho, 1989). O novo presidente da estatal, compartilhava da mesma opinião de Pedro de Moura: "os campos (submarinos) a procurar deviam oferecer reservas superiores às acumulações continentais"<sup>13</sup>. Além disso, o futuro presidente do Brasil (Geisel), também tinha por missão conciliar os elevados custos da exploração da plataforma continental com as atividades comerciais, especialmente refino e petroquímica que estavam, naquele momento, em expansão.

Geisel encontrou uma empresa em que havia um claro direcionamento do corpo técnico em direção à exploração marinha. Os resultados obtidos em Sergipe, Santos e no Amazonas se revelaram de tal forma promissores à companhia que as equipes de reconhecimento geológico terrestre foram extintas (incluindo a equipe de *gravimetria*)<sup>14</sup>, e, ao mesmo tempo, havia um processo de fechamento de distritos exploratórios regionais. Além disso, os melhores exploracionistas estavam centrados no Rio de Janeiro, o que ajudou ainda mais o esvaziamento da exploração terrestre (Marinho, 1989).

Todavia, os resultados obtidos em *offshore* foram decepcionantes. Entre 1971 e 1973, a PETROBRAS enfrentaria um dilema: abandonar as pesquisas marinhas (bastante custosas) e retornar à exploração terrestre (que ainda era satisfatória) ou insistir na exploração em ambiente marinho. No entanto, a posição escolhida pela empresa logo seria definida, pois em 1973 achava-se petróleo na costa do Rio Grande do Norte (campo de Ubarana) e em 1974 era descoberto o campo de Garoupa, em Campos.

### 2.1.2- A Participação da Produção Offshore:

Em se considerando as atuais reservas de petróleo e gás natural (Quadro 3.A), observa-se que a maior parte do petróleo e gás natural se encontra em ambiente marinho. Nota-se, que há uma proporção (aproximada) as reservas marinhas são superiores às terrestres em 2/3.

---

<sup>11</sup> Movimento ascensional de corpos salinos. Os corpos salinos ou domos, comportam-se de maneira plástica (adaptando-se aos espaços rochosos) e impermeável (à passagem do óleo). Devido a isso, conseguem deformar as rochas em seu entorno quando de seu movimento em direção à superfície. As deformações produzidas nas outras rochas constituem-se em armadilhas para petróleo.

<sup>12</sup> Discurso de posse na presidência da PETROBRAS.

<sup>13</sup> Ver: *Em Busca do Petróleo Brasileiro*, autoria de Pedro de Moura e Felisberto Carneiro. Edição da Fundação Gorceix, 1976. 360p. Os autores foram pioneiros da exploração de petróleo no Brasil.

---

<sup>14</sup> Técnica geofísica empregada na prospecção de petróleo.

**QUADRO 2.A – Reservas Provadas de Petróleo e Gás Natural em Terra e no Mar  
Ano Base – 2001**

Estado	Petróleo e Condensado (10 <sup>6</sup> bbl)		Gás natural (10 m <sup>3</sup> )	
	Terra	Mar	Terra	Mar
AM	131,757	-		
CE	6,649	64,712	44.402	1.595
RN	270,766	68,764	0	16.841
AL	12,825	1,422	3.837	1.272
SE	210,125	27,915	5.961	4.861
BA	208,149	1,384	789	4.126
ES	68,761	6,177	20.786	5.477
RJ		7.375,641	2.826	103.515
SP		5,208	0	4.669
PR		25,034		43
Total / Terra	909,031		78.601	
Total / Mar		7.576,167		142.398
TOTAL	8.485,197		220.999	
<i>Reservas Totais de Petróleo e Gás Natural (2001)</i>				
	<b>Petróleo (10<sup>6</sup> bbl)</b>	<b>Gás natural (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>Reservas</b>	
	12.982,019		Medidas/indicadas/inventariadas	
		332.373	Inferidas/estimadas	

Fonte: ANP (2002)

## 2.2 - O Tempo de Vida Útil da Plataforma e o Abandono:

Não se pode precisar durante quanto tempo uma plataforma vai ser utilizada, pois a vida útil está mais ligada ao período em que o projeto se mantém economicamente viável do que a fadiga de material ou prazos estipulados em projeções pré-produção comercial. Dependendo dos fatores ditados pelo mercado, como é o caso da indústria de petróleo, as projeções pré-produção comercial de, diga-se, trinta (30) anos, podem ser relegadas devido a uma maximização da produção num dado momento da vida produtiva. Por exemplo, deseja-se que o pico de produção máximo (não necessariamente o teórico) seja obtido logo no primeiro ano ou, ainda, ao longo dos três primeiros anos. Se a projeção previa que o pico seria obtido a partir do quinto ano, a decisão de maximizar a produção irá reduzir o tempo de vida produtiva do projeto e, conseqüentemente, da plataforma. Isso se dá devido ao *limite economicamente viável* da produção indicar que, a partir de um dado momento, custará mais produzir petróleo que mantê-lo na jazida.

Nesse contexto, atinge-se o final da vida útil da plataforma, uma vez que não é mais necessário se utilizar da mesma, devido ao encerramento da produção. No entanto, se forem tomadas medidas como a utilização de *recuperação secundária ou terciária* (EOR) que levam à proteção do *limite econômico*, da mesma forma, a vida útil da plataforma pode ser prolongada.

Assim, se aos vinte anos de vida produtiva, o limite econômico for adiado por mais cinco anos a partir do emprego de EOR, igualmente a plataforma ganha mais cinco anos. Esse período a

mais na vida operativa da plataforma, independe dos períodos normais de manutenção do equipamento e das estruturas, os quais são realizados ao longo de todo o período em que a plataforma se mantiver atuante.

### ***2.2.1 - As Despesas de um Projeto de Exploração e Produção de Petróleo:***

Como já foi dito anteriormente, a vida produtiva da plataforma depende mais de fatores econômicos do que técnicos. Todavia, compete ao produtor de comum acordo com o contratante, e levando em conta a economicidade da produção, decidir o momento do abandono, o que - de certo modo, não pode ser precisado no tempo, mas pode ser qualificado em contrato.

*No entanto, as despesas que surgem quando do abandono não podem ser entendidas como as despesas usuais que ocorrem ao longo da vida produtiva de um projeto petrolífero, a menos que assim o queiram tanto produtor quanto contratante.*

De modo geral, o abandono é entendido como uma despesa necessária, mas que não está claramente definida entre as despesas que incorrerão no projeto. Estas, por sua vez, são classificadas como despesas *diretas* e *indiretas* decorrentes da operação, daí a conseqüente imprecisão quanto ao momento do abandono, pois tal processo representa o fim da operação de produção.

As despesas, assim entendidas como *diretas* e *indiretas*, podem ser classificadas da seguinte forma: i) *diretas para operação em terra*; ii) *diretas para operação offshore* e; iii) *indiretas*.

No que diz respeito a essa classificação, deve-se conceber que:

- ❑ as despesas fixas e variáveis devem estar bem determinadas. Posteriormente, pode-se utilizar delas como referenciais para o estabelecimento de outras despesas, como àquelas relacionadas a *lease*, quando o tipo de contrato assim o determinar;
- ❑ as previsões podem ser feitas com base em bbl/mês ou bbl/poço;
- ❑ as previsões de reparos em poços e recuperação (EOR) são distribuídas ao longo do projeto, por exemplo: uma vez a cada cinco anos ou segundo um padrão estatístico determinado na produção;
- ❑ as despesas e custos de operação podem ser determinados através de comparação com projetos similares ou dados históricos do projeto, com base US\$/poço.mês ou US\$/bbl.d.

Entende-se como *despesas diretas* àquelas que se darão no local do projeto ou que incidirão especificamente em um projeto ou operação. As outras despesas que vão se processar em locais diferentes (do local do projeto) para outras operações (não específicas) são consideradas indiretas (*overhead*).

Dito isto, pode-se particularizar as despesas diretas de operação em terra em (Seba, 1998):

- salários e benefícios dos bombeiros (por hora);
- transporte de trabalhadores (milhagem);
- aquisição de energia, combustível e água (volume métrico);
- energia para o campo, combustível e água (volume métrico);
- tratamento de químicos (cobrança direta à fábrica ou vendedor);
- ferramentas pequenas e suprimentos (cobrança direta ao vendedor);
- formação de equipe, caminhão e equipamento pesado (por hora);
- coleta de gás e compressão (volume métrico);
- disposição de água salina (volume tratado);
- salários e benefícios dos trabalhadores braçais (por hora);
- construção ou utilização de pontes, estradas e docas (cobrança direta);
- tanquagem (cobrança direta);
- poços, limpeza, reparos, selagem ou encerramento da produção de gás (acordo individual, por hora ou milhagem);
- outros trabalhadores e equipamento externo (entregas, contratantes, *catering*, etc), (percentual do agente + escala de serviço);
- danos à colheita (acordo e/ou negociação);
- bitola do gasoduto ou oleoduto (volume medido).

Já as despesas diretas de operação em offshore são:

- barcos de suprimentos (milhagem);
- helicópteros (milhagem e/ou hora de voo);
- barcos de apoio (por hora);
- docas (por hora);
- despesas de base em praia (salários, benefícios e aluguel de equipamento);
- inspeções submarinas de plataformas e oleodutos (por hora);
- comunicações e transmissão de dados (tarifa);
- pessoal: operadores e gerentes de processos (por hora + benefícios);
- suprimentos (cobrança direta);
- tarifas com o oleoduto ou gasoduto;
- combustível (volume métrico);
- equipamento de apoio: fiação, máquinas de cimentação, etc., (por hora).

Finalmente, as despesas indiretas são:

- ❑ escritórios, incluindo aluguel e equipamentos;
- ❑ salários e benefícios de supervisores do contrato (ou *lease*);
- ❑ salários e benefícios dos engenheiros;
- ❑ salários e benefícios do pessoal de escritório;
- ❑ salários e benefícios do pessoal de manutenção e copa;
- ❑ salários e benefícios dos gerentes;
- ❑ serviços (*catering*, por exemplo);
- ❑ relações trabalhistas e públicas;
- ❑ seguro.

Como se vê, na estrutura geral de um projeto de exploração e produção de gás e/ou petróleo não há a previsão do *abandono*, a não ser quando a legislação do concedente assim o obriga. Quando o *abandono* é definido como mais um custo do projeto, ele pode ser classificado ao mesmo tempo de despesa direta em offshore, devido ser necessário empregar equipamento submarino, pessoal e equipamento de apoio (por hora), e também como despesa indireta, pois a desativação pode requerer o aluguel de equipamentos (por hora).

### 2.2.2 - As Razões para o Abandono:

Diversos fatores podem contribuir para o *abandono*, no entanto, o conjunto de todos os fatores atuantes talvez não possa ser precisado, uma vez que um processo de *abandono* pode envolver questões de cunho particular do produtor (como a decisão de retirar-se do negócio petróleo, independente da rentabilidade), e mesmo questões nem sequer abordadas, até hoje, nos estudos sobre *abandono*.

Não obstante, pode-se fazer a particularização de fatores comuns que atuam na maioria dos processos mundo afora. Basicamente, estes fatores, melhor definidos como *razões*, podem ser separados em três ramos: o econômico (como a produção antieconômica e a *sazonabilidade*), o técnico (que trata da dotação e *esgotabilidade* das reservas de petróleo) e o político (caracterizado pelas diretrizes das políticas energéticas e repercussão de medidas que tratam da questão ambiental). A seguir, as razões para o *abandono* serão detalhadas.

### 2.2.2.1. *Produção Antieconômica:*

A primeira razão lógica para o *abandono* de uma plataforma de petróleo, é a constatação que a renda obtida com a produção já não compensa a continuidade da produção, o que implica, conseqüentemente, no encerramento das atividades de operação da plataforma.

Segundo essa visão, o preço do barril é o fator determinante que condiciona as atividades de exploração ou de encerramento da produção (no caso o *abandono* da plataforma). Não obstante, embora seja o primeiro fator que salta aos olhos quando se considera a economicidade da produção, nesse contexto, o *abandono de plataformas* toma ares de uma explicação assaz simplista em virtude de uma (ou várias) quedas no preço do petróleo.

As quedas, melhor dizendo, as flutuações de preço podem viabilizar a produção, como assim o fizeram em relação a produção *offshore* no Mar do Norte e em águas profundas. No entanto, para que se dê a viabilização da produção, torna-se necessário que o preço esteja em um dado patamar ao longo de um período de tempo que permita a maturação do projeto de exploração. Em outras palavras, quando houve o *Choque de 1973*, o preço "se manteve alto" tempo suficiente para que diversos projetos de exploração em mar aberto fossem iniciados ou incrementados. Todavia, não se deve esquecer que o período de tempo entre a criação e a concretização de uma determinada política de exploração de petróleo é rico em relatividade, pois está sujeito a fatores políticos, tecnológicos e orçamentários.

Na realidade, pode-se admitir uma certa restrição na produção quando o preço se encontrar abaixo das expectativas dos produtores. Nesse caso, imagina-se, deve ser mantido um teto mínimo de produção de modo a poder retomar a mesma a pleno, em qualquer momento, quando o preço alcançar um nível mais favorável. Esse procedimento também é importante para a manutenção dos equipamentos da plataforma.

Luczynski (2000), aponta os três principais fatores que são responsáveis pela formação do preço do barril de petróleo: a) o fator sazonal; b) o fator político e o fator da esgotabilidade.

#### 2.2.2.1. A. *O Fator Sazonal:*

A sazonalidade pode influenciar os preços através da pressão sobre a demanda. As necessidades dos consumidores podem variar entre mais gasolina automotiva, quando for verão - aqui admitindo-se o maior uso de automóveis para viagens - ou aquecimento ambiental, se o inverno se mostrar rigoroso. Essa dinâmica sazonal pode auxiliar o controle dos preços por parte dos grandes produtores, como a OPEP, sem no entanto garantir o mercado, pois o aumento da demanda é um forte atrativo à produção independente, a qual pode forçar a queda do preço através do aumento da oferta.

### 2.2.2.1.B. O Fator Político:

Hoje em dia, com o caráter político que o petróleo possui, as questões relativas à política nacional de abastecimento interno são vistas como um mecanismo para a alavancagem de programas governamentais, em parte financiados através dos impostos arrecadados com a venda de combustíveis.

Essa postura, pode influenciar, fortemente, o preço interno de um (ou de uma cesta de) derivado(s), devido ao consumidor pagar por um combustível que tem o preço estabelecido politicamente e não segundo os mecanismos de mercado.

### 2.2.2.1.C. O Fator de Esgotabilidade:

A exemplo de outros recursos minerais, o petróleo é finito<sup>15</sup>. Sendo assim, torna-se indispensável a incorporação do fator esgotabilidade ao preço. Em outras palavras, à medida que o petróleo vai acabando (por exaustão das jazidas) o preço irá subindo, o que nada mais é que um claro exercício de *oferta e procura: com a diminuição da oferta, tende a ocorrer um aumento relativo da procura, mas somente estará capacitado a obter o bem, aquele que estiver disposto a pagar o preço estabelecido pelo produtor.*

Hotelling (1931) *apud* Jamal e Crain (1997), abordaram a questão da esgotabilidade de um recurso finito da seguinte forma: o preço de um recurso como o petróleo (ou qualquer outro bem mineral não renovável) deve subir a uma taxa crescente, segundo o interesse dos compradores. Na realidade, o preço sobe, em virtude da expectativa de lucro anunciada pelo produtor, a qual se vale da necessidade de se utilizar o recurso num tempo imediato, desde que mantida a dependência do recurso - como ocorre, por exemplo, na dependência externa de petróleo. Não obstante, nem sempre o aumento representa a venda e compra. Se o produtor decidir por uma elevação dos preços, de modo a maximizar a sua renda, talvez decida diminuir a taxa de extração, o que leva a uma redução da oferta. Também é possível, que o produtor aumente a produção ao longo de um período de restrição de oferta (*renda de oportunidade*) para obter o máximo de renda possível, num curto prazo, para, posteriormente, investir o capital obtido no mercado financeiro, como em negócios de risco e juros altos.

No entanto, o mecanismo de oferta e procura é constantemente distorcido pelos grandes produtores de petróleo, em especial os da OPEP, os quais impõem aos consumidores períodos de alta no preço do barril, empregando a tática de diminuir a oferta de petróleo em algumas centenas de milhares de barris por dia.

---

<sup>15</sup> Aqui, não se considera a formação de petróleo ao longo do tempo geológico, mas somente o petróleo já existente.

Vê-se, então, que a simplificação de se atribuir à formação do preço apenas os custos de extração e expectativa de renda do produtor, com base nos preceitos de Hotelling (Jamal e Crain, 1997) não representa a totalidade dos fatores envolvidos, mas sim a ação conjunta dos fatores (sazonal, político e esgotabilidade) é que promove a composição do preço do barril de petróleo, os quais em conjunto com fatores de ordem política e econômica, oriundos dos grandes produtores, promovem as oscilações dos preços (Santopietro, 1998).

### 2.2.2.2. *Esgotamento das Reservas:*

Uma das idéias generalizadas a respeito do encerramento da produção é a que trata do esgotamento das reservas, qual seja, a produção é encerrada quando ocorre o esgotamento das reservas. Na realidade, a produção pode se encerrar antes do esgotamento, basta que o produtor assim o deseje, ou que seja atingido o *limite econômico de produção*.

O *limite econômico de produção* diz respeito a um instante específico de vida produtiva de uma jazida. Justamente aquele em que os custos de produção são equivalentes ao preço do petróleo produzido (e vendido). Se esse limite for ultrapassado, irá custar mais produzir do que encerrar a produção. Em outras palavras significa que: *o barril de petróleo extraído custa mais do que se for deixado onde está (no reservatório)*.

Diversas técnicas podem ser utilizadas para a estimativa do tempo de duração de uma reserva, sendo as principais: a) a apreciação do *limite econômico* e; b) as *analogias de campo* (Seba, 1998).

#### 2.2.2.2. A . *Apreciação do Limite Econômico:*

Esta técnica se baseia no princípio de que um dia a produção irá se encerrar por causas naturais, e antes que isso ocorra, a produção irá diminuir a uma taxa, não necessariamente constante, até que o custo de se produzir será maior do que o preço do bem produzido. O *limite econômico* é obtido a partir do lucro arrecado após o pagamento de todos os royalties, levando-se em conta um dado valor de mercado para o petróleo ou o gás no período do abandono.

O *limite econômico* pode ser afetado por uma redução nas *despesas das operações diretas* (operação) à época do abandono. Quando isso ocorre, o *limite econômico* é reduzido e ocorre um prolongamento do tempo de vida produtiva da reserva, sendo que, pode-se extrapolar essa produção como adição às reservas já existentes.

Levando-se em conta a apreciação do *limite econômico* como fator de abandono, pode-se definir três perfis hipotéticos para a mesma reserva, tomando-se como base um tempo de vida produtiva de trinta anos e um teto de produção de 600 mil barris / dia.

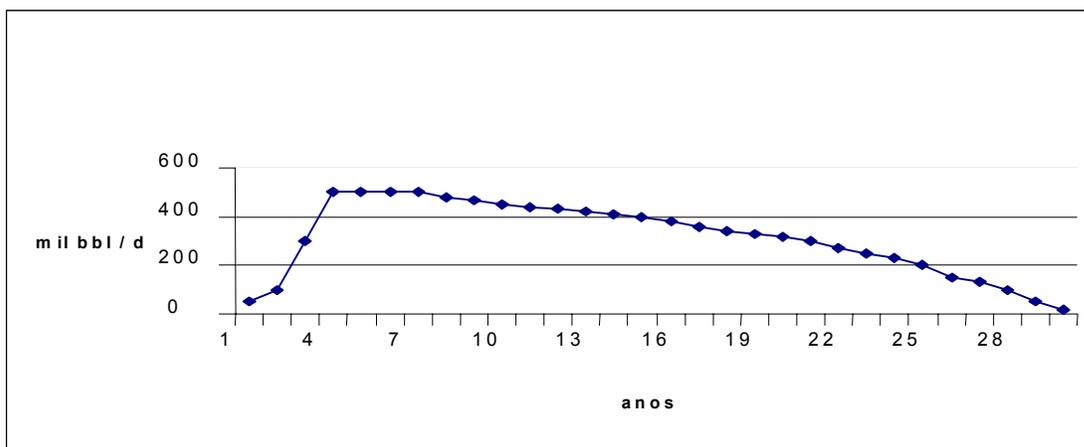
Para o Gráfico 2.1 intitulado Perfil de Produção Hipotético 1, observa-se que o pico de produção é atingido nos primeiros cinco anos de produção. Período esse entendido como o de instalação de todo o equipamento de produção, perfuração de todos os poços e entrada em operação dos projetos. O platô representa a capacidade de produção máxima, dada a taxa para a qual os equipamentos de produção foram dimensionados.

Após o platô de produção máxima, inicia-se o período de declínio em direção ao *limite econômico*, o qual vai ocorrer um pouco antes dos trinta anos.

O perfil de produção também pode ser influenciado pela capacidade das instalações de transporte como oleodutos e gasodutos, assim como pelas tributações governamentais. Estas últimas podem acelerar a ocorrência do *limite econômico* de produção, pois forçam a diminuição da produção, o que altera a configuração do platô.

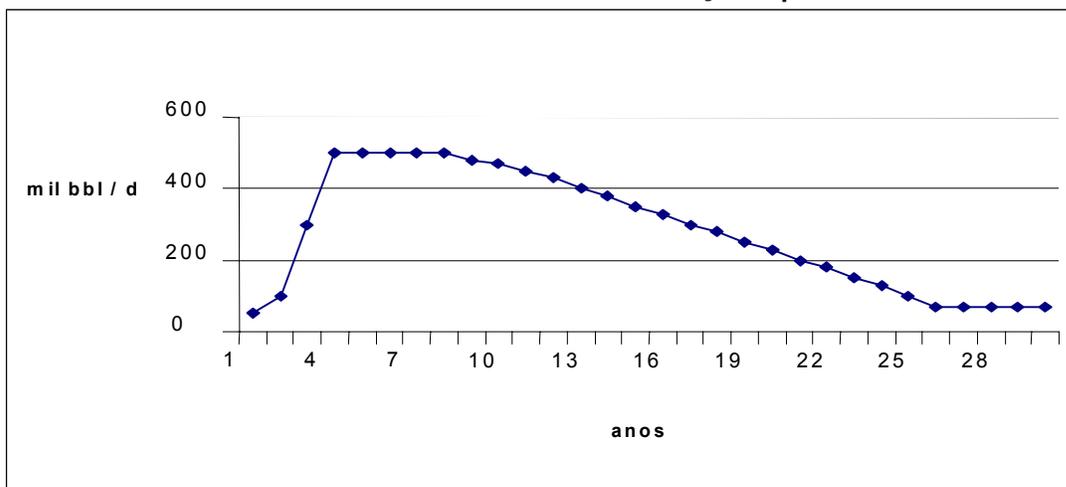
Já no que diz respeito a curva de declínio da produção, se houver a aplicação de técnicas de recuperação secundária, a taxa de declínio poderá desacelerar, sem, no entanto, ser interrompida. A curva de declínio também é sensível à reentrada em operação de reservatórios, que, anteriormente, não estavam em operação (*recompletion*) ou de poços em que foram empregadas técnicas de recuperação avançadas (EOR, recuperação secundária e/ou terciária). Tais reservatórios poderiam estar sem produzir devido a estarem próximos de atingir o seu *limite econômico*, segundo as condições econômicas da época em que operavam.

**Gráfico 2.1 – Perfil de Produção Hipotético 1**



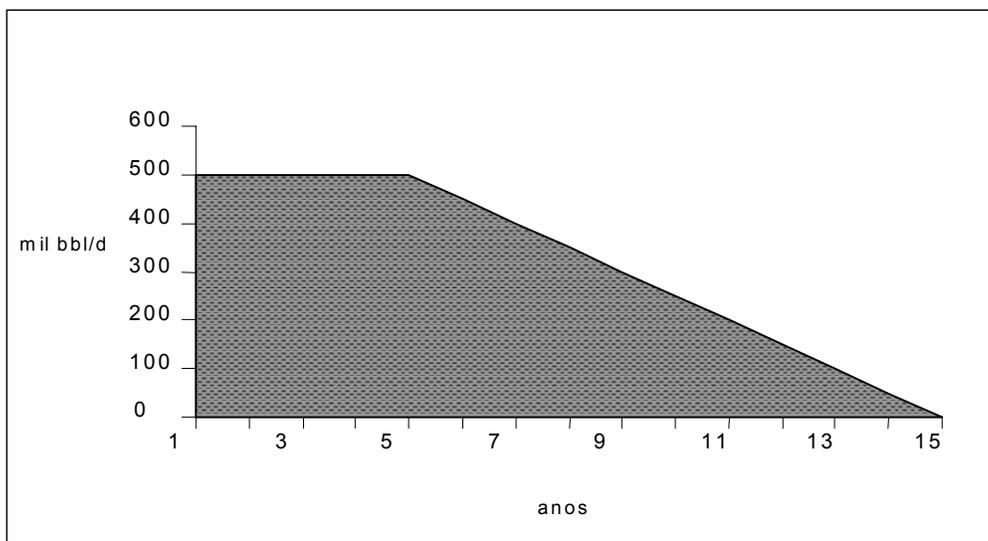
Para o Gráfico 2.2, intitulado Perfil de Produção Hipotético 2, também valem as mesmas condições do gráfico anterior, para o pico de produção nos primeiros cinco anos. No entanto, próximo ao limite teórico de vida produtiva de trinta anos, vê-se que a produção atinge um teto constante, após o período de declínio. Esse teto constante representa também o *limite econômico*, só que, dessa feita sem se limitar ao tempo de vida produtiva estimado. Nesse caso, o teto constante de produção, à critério do produtor, pode significar o encerramento da produção, como indicado no gráfico, a partir do vigésimo nono (29°) ano.

**Gráfico 2.2 – Perfil de Produção Hipotético 2**



Por último, o Gráfico 2.3, intitulado Perfil de Produção Hipotético 3, mostra o pico de produção no primeiro ano. Isso significa que a produção não foi iniciada até que todos os equipamentos de produção e poços estivessem perfurados. Esse perfil diminui o tempo de vida estimado da reserva (trinta anos), em detrimento do imediato pico produtivo.

**Gráfico 2.3 – Perfil de Produção Hipotético 3**



A partir do estudo dos três gráficos acima, pode-se dispor, em um quadro resumo (Quadro B), os fatores que influenciam tanto o período de produção máxima constante (platô), quanto o de produção declinante:

## Quadro 2.B - Fatores que Influenciam os Períodos de Produção Máxima e Declinante

<i>Produção Constante Máximo (platô)</i>	<i>Período de Produção Declinante</i>
Mínimo de poços produtores	Mudanças tecnológicas no poço
Capacidade de produção	Recuperação secundária
Equipamentos de produção	Finalização de reservatórios ( <i>recompletion</i> )
Gasodutos e oleodutos	Reentrada em operação de reservatórios
Tributação ( <i>pro-rata</i> por parte do Governo)	

### 2.2.2.2.B. Analogias de Campo:

Muitas vezes, a coleta de dados em um campo recém descoberto não fornece elementos suficientes para a análise do projeto de exploração ou de desenvolvimento. Nesse caso, toma-se um campo que já é produtor e que possui características semelhantes ao descoberto, de modo a servir de modelo para a elaboração das avaliações e previsão da produção. Os dados<sup>16</sup> que o modelo pode fornecer são: *previsão do volume das reservas*, a *taxa de eficiência da recuperação*, *energia natural do reservatório*, ou ainda qualquer outra informação mais específica. As analogias de campo também podem fornecer informações a respeito dos *custos de capital* e de *operação* esperados, pois pode utilizar como referencial os modelos de produção de um campo em atividade. Uma boa analogia baseia-se em campos de *idade* e *arcabouço geológico* similares. No entanto, o grau de similaridade não precisa ser muito alto. Segundo Seba (1998), podem ser feitas analogias para modelos *offshore* a partir de campos *onshore*. O mesmo valendo para os custos e avaliações econômicas.

Na realidade, a previsão sobre a duração de uma reserva, não pode prescindir de estimativas sobre o *abandono*, o qual pode ocorrer quando do esgotamento das condições econômicas reinantes. Assim, levando-se em conta os principais fatores que influenciam as previsões sobre duração de reservas (*limite econômico*, *analogia de campos* e *abandono*), entende-se como mais correto, a partir desse instante empregar-se o termo *previsão de produção*, pois: passa a ocorrer uma desvinculação entre duração (tempo) e vida produtiva, ou seja, uma reserva pode ainda existir, mas sem estar sendo explorada devido a critérios econômicos e não físicos (esgotamento). A terminologia *previsão de produção* amplia o conjunto de fatores que interferem em uma previsão meramente dita. No entanto, o tripé de fatores (*limite econômico*, *analogia de campos* e *abandono*) permanece, pois, na realidade há a particularização dos fatores principais em fatores menores que ajudam a formar o conjunto.

Desse modo, a previsão de produção passa a atender para: os *fatores geológicos* e os *fatores que influenciam o desenvolvimento do campo* (com base em analogias).

<sup>16</sup> Esses dados formam um modelo que é adaptado ao novo reservatório de características ainda "desconhecidas".

Os *fatores geológicos* que influem nas previsões são:

- ❑ tipo e característica da rocha;
- ❑ profundidade;
- ❑ espessura;
- ❑ propriedades dos hidrocarbonetos.

Os *fatores que influenciam o desenvolvimento dos campos ou reservatórios* são:

- ❑ taxa de desenvolvimento (estimada por analogia);
- ❑ densidade do poço;
- ❑ completação;
- ❑ métodos de produção;
- ❑ dimensionamento das instalações;
- ❑ grau de energia do reservatório;
- ❑ estimativas de recuperação: capazes de influenciar o ritmo de desenvolvimento do reservatório devido:
  - a analogia feita com base em semelhança com o arcabouço geológico e tipo de armadilha ser independente do volume de óleo existente no reservatório;
  - os fatores econômicos como preço do barril refletirem sobre o ritmo de produção, ou seja, um preço considerado baixo pode resultar em uma baixa produção, por outro lado, um preço alto pode favorecer um aumento de produção. No entanto, esta situação representa uma simplificação, pois ela não reflete a possibilidade de o produtor querer diminuir o seu ritmo de produção e, assim, usufruir por mais tempo do recurso à medida que ele for se tornando escasso;
  - dependendo do tipo de petróleo a ser recuperado, bem como do tipo de reservatório, as técnicas de recuperação podem se revelar mais ou menos custosas. Talvez o produtor decida deixar o petróleo no reservatório até que a técnica de recuperação existente possa ser incluída em seus custos previstos de recuperação. Ou então que a tecnologia evolua a ponto de surgirem técnicas de recuperação a custos acessíveis;
  - por fim, não deve ser esquecido que o volume das reservas também exerce um efeito sobre o ritmo de desenvolvimento. Sabe-se que o cálculo das reservas obedece três critérios básicos: o **técnico**, que diz qual o volume provado (ou estimado ou inferido) que existe na reserva. O **econômico**, que trata de questões como o aumento da produção quando o produtor deseja obter renda com a venda do barril ou da diminuição de produção. Esta última representa a opção de não se obter renda com a venda num momento de preço baixo do barril, pois espera-se a subida do preço devido à queda na oferta. Com a expectativa de o preço subir, o produtor almeja realizar uma *renda de*

*oportunidade*. O último critério é o **político**, o qual permite ao produtor utilizar-se do montante de suas reservas como suporte para programas energéticos, seja de *racionalização* no uso de combustíveis, seja como vetor de *auto-suficiência* na produção. Há ainda outra maneira de se utilizar as reservas de forma política: fazer-se uma estimativa de reservas que funcione como atrativo a possíveis investidores (exploradores) estrangeiros, os quais, um dado país produtor, queira atrair para contatos de exploração-produção em seu território.

Os fatores externos às analogias são:

- ❑ capacidade do mercado de absorver a produção, especialmente gás natural;
- ❑ preço do produto no ponto de venda;
- ❑ política governamental.

Quando as previsões envolvem gás natural, os fatores acima descritos são válidos, mas acrescidos da expectativa do mercado em relação à demanda e à capacidade de absorver a produção gasífera. Isso se deve a que muitas vezes a produção de gás não passa, na realidade, de um produto dos processos de recuperação de petróleo. O que leva um projeto de desenvolvimento de gás a necessitar de um longo tempo de maturação e de grandes quantidades de capital.

### ***2.2.2.3. Política Energética:***

Uma das atribuições dos governos legalmente constituídos é a de prover os seus cidadãos de um mínimo de infra-estrutura de bens e serviços, como escolas, hospitais, registros de documentos, etc. Todavia, a forma de como vai se dar o acesso da população ao que o governo se propõe a oferecer é estabelecida na forma de um plano, seja político, econômico, social, etc. Assim, podem existir um plano econômico que priorize as exportações em detrimento das importações, um social que conceda seguro desemprego e por aí fora.

Entre os diversos planos há aquele referente à energia. Os objetivos principais de um plano como este podem ser: *a diminuição da dependência externa de petróleo, o incentivo a exploração de petróleo em águas profundas, a criação de programas de pesquisa e desenvolvimento de energias renováveis ou alternativas, programas de conservação de energia ou de racionamento de combustíveis*<sup>17</sup>, etc.

No caso do Brasil, após passados dois anos do choque de 1973, os seus efeitos negativos sobre a balança comercial nacional ainda se faziam sentir, pois o preço do barril, importado dos

---

<sup>17</sup> Conforme disposto no II Plano Nacional de Desenvolvimento - II PND.

produtores da OPEP, havia subido quase 70% (Tabela 2.1 e Gráfico 2.4), o que elevou os gastos com a importação de petróleo em US\$ 300 milhões (Geisel, 1975 *apud* Kucinski, 1977).

**Tabela 2.1 - Preço do Barril de Petróleo (OPEP) entre 1973 e 1975 (US\$ / bbl)\***

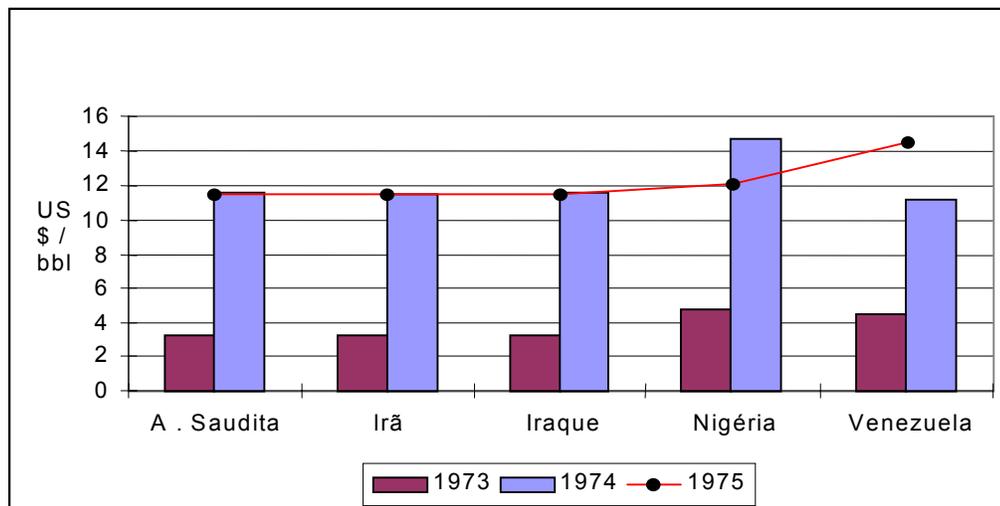
	<i>Arábia Saudita</i>	<i>Irã</i>	<i>Iraque</i>	<i>Nigéria</i>	<i>Venezuela</i>
1973	3.27	3.22	3.24	4.80	4.45
1974	11.58	11.56	11.60	14.69	11.22
1975	11.53	11.51	11.55	12.17	14.50
<i>aumento do preço entre 1973 e 1975 (%)</i>	<i>71.64</i>	<i>72.02</i>	<i>71.95</i>	<i>60.56</i>	<i>69.32</i>
<i>Aumento médio** (%)</i>	<i>69,1</i>				

Fonte: Galvéas, 1985

\* US\$ (1985);

\*\*Valor arredondado.

**Gráfico 2.4 – Variação do preço do barril (US\$) entre 1973 e 1975**



Fonte: Galvéas, 1985.

No Brasil, após o incentivo oficial a programas de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias e combustíveis, bem como de conservação de energia, havia a forte possibilidade de consolidação de um novo modelo energético estritamente baseado em renováveis, em especial a biomassa, alicerce do Proálcool. No entanto, embora esse programa tenha se revelado um sucesso, a ponto de 90% dos carros brasileiros, em um dado momento, terem sido movidos a

álcool, o Proálcool viria a cair no descrédito e desconfiança popular, a partir do momento em que o Governo Federal, que detinha, à época, o monopólio de distribuição dos combustíveis, não foi capaz de garantir o abastecimento interno, em virtude de os preços internacionais do açúcar apresentarem-se mais atraentes aos produtores que o álcool. O desabastecimento geral, minou o sucesso obtido pelo plano, no que dizia respeito a ser uma alternativa ecológica e economicamente viável ao petróleo, mesmo apresentando a vantagem de haver sido desenvolvido com tecnologia puramente nacional.

Se parte do modelo energético proposto pelo Governo Geisel, no caso o Proálcool, houvesse atingido o objetivo de substituição parcial dos derivados de petróleo, especialmente gasolina e diesel, **talvez, e somente talvez,** o desenvolvimento da exploração *offshore* não estivesse tão adiantado. Afinal, a substituição quase que total desses derivados resultaria numa menor pressão sobre a balança de importações, diminuindo a dependência externa em relação aos grandes produtores de petróleo. A auto-suficiência energética, objetivo implícito de todo país dependente de petróleo, poderia ter sido obtida, no caso brasileiro, com uma solução puramente doméstica.

Ao se generalizar essa situação para todos os países que extraem petróleo em ambiente marinho, pode-se imaginar que, em havendo a estruturação e, posteriormente, a generalização e aceitação popular de um programa de energia alternativa, ocorreria a diminuição da base petróleo na matriz energética, o que poderia levar a:

- diminuição do ritmo de extração de petróleo *offshore*, de modo a preservar os recursos para o futuro e redirecionar os investimentos para outros setores;
- dependendo do percentual de aceitação do novo energético (como o álcool automotivo), diga-se, por exemplo, 90% de utilização em veículos automotores, poder-se-ia, progressivamente ir diminuindo a produção, até se dar o encerramento da produção de petróleo em áreas de alto custo - como em mar aberto, ou de risco geológico. Nesse contexto, as plataformas de exploração poderiam ser abandonadas ou mantidas em *stand by* por tempo indeterminado;
- se a substituição de petróleo for total, toda a estrutura produtiva e de beneficiamento, anteriormente existente, seria abandonada; incluem-se aqui as refinarias e as plataformas. O país que se utilizasse de tal modelo ter-se-ia tornado auto-suficiente em geração e produção de energia em base renovável. Essa situação não deixa de representar, também, uma auto-suficiência relativa em produção de petróleo.

Obviamente, a situação discutida no último item é idealizada, mas, em nenhum momento deixa de estar relacionada aos dois primeiros itens, os quais dependem para a sua concretização de um sistema de abastecimento ao consumidor, mesmo em períodos de entre-safra, assim como de recursos financeiros que possibilitem a manutenção das plataformas (imaginando-se um possível revés do programa), ou ainda de mecanismos legais que permitam o *abandono*.

#### 2.2.2.4. *Utilização Estratégica do Recurso:*

A utilização de um recurso mineral pode estar condicionada à opção do produtor em diminuir a renda que capta ou deixar de obtê-la, devido a considerar o preço insatisfatório. Como consequência, a produção pode baixar ou mesmo ser encerrada temporariamente, até que o preço se mostre mais a contento. A posição do produtor, nesse contexto, está claramente definida, pois ele (produtor) faz uma aposta em um cenário futuro de *escassez* ou de maior demanda para o produto, de modo a realizar suas vendas. Em se fazendo presente essa situação, a sua margem de lucro poderá ser aumentada segundo a sua conveniência, produzindo uma *renda de escassez* justamente devido a diminuição da quantidade de petróleo no mercado, a qual pode ocorrer através de uma *restrição artificial da oferta*, como àquelas produzidas pela OPEP com base na diminuição da produção (e, talvez, futuramente, devido ao *esgotamento do recurso*). Obviamente, esta tipo de produtor não tem preocupações de abastecimento interno.

Já quando se trata de um produtor que também é consumidor (ao mesmo tempo), ainda existe a figura da *renda de escassez*. No entanto, a decisão entre a apropriação da dita renda - num futuro talvez incerto - e a utilização imediata do recurso, passa pelo crivo da política energética, a qual irá dizer se é mais adequado que o recurso seja mantido onde está, sem utilização, mas considerando-se a sua utilização futura, justamente em *tempos de escassez* de modo a garantir às gerações futuras os mesmos benefícios que a atual usufrui devido ao recurso, ou se cabe o seu emprego atual e imediato. Ao se decidir pela não utilização imediata do recurso - que, no caso, poderia ser o petróleo, está implícito que o produtor/consumidor possui alternativas para a substituição, como, por exemplo, uma forte base de abastecimento de veículos automotores movidos a álcool.

O adiamento da utilização de petróleo pode levar a uma situação em que as plataformas deixem de operar, guardando-se apenas as atividades de manutenção, ou ainda, sejam abandonadas, pois se o programa de substituição se revelar um sucesso, não haveria mais a necessidade (hipotética) da produção de petróleo.

#### 2.2.2.5. *Pressão Ambiental:*

Nos últimos anos, especialmente nos países que exploram petróleo na região do Mar do Norte, surgiram movimentos organizados que combatem a solução tradicional dada à plataforma, quando do *abandono*, ou seja, o *afundamento*. Até então, as companhias alegavam que a produção havia se tornado antieconômica, ou melhor dizendo, o *limite econômico* de produção estava prestes a ser atingido, o que inviabilizava a produção comercial, especialmente em ambientes considerados de risco geológico ou que necessitavam de grandes investimentos para serem explorados. O *afundamento* era uma prática comum até o final da década de oitenta, mas

após a ocupação da plataforma Brent Spar, em 1995, a opinião pública passou a se conscientizar dos problemas ambientais ocasionados pelo *abandono* (*afundamento*). E, embora alguns países ainda defendam o afundamento – à exemplo do Reino Unido, outros países, por sua vez, dispõem de alternativas ao abandono, como a Noruega, que, hoje em dia, já pratica o desmonte parcial ou total de suas plataformas, de modo a reutilizar os materiais como aço e concreto em obras civis, como por exemplo, a construção de cais e docas.

A partir do episódio Brent Spar, surgiram emendas e leis que visam proteger o meio marinho, quando do *abandono*. Na esteira da legislação, surgiram fundos que visam o financiamento do *abandono* e companhias de petróleo, as quais operam no Mar do Norte, possuidoras de uma política oficial de *abandono* alternativo. Por exemplo, a Phillips, possui uma plataforma reutilizável, ou seja, pode ser instalada onde se faça necessária, e, posteriormente, conduzida até outro local para iniciar uma nova produção<sup>18</sup>.

No capítulo seguinte, abordar-se-á as legislações que surgiram mundo afora com o objetivo de regular o *abandono*. Ver-se-á o conflito existente entre os interesses do produtor, especialmente no que diz respeito a custos, e dos legalistas e ambientalistas na defesa do meio marinho frente à exploração dos seus recursos naturais.

---

<sup>18</sup> Essa nova tecnologia permite suspender a produção em um lugar onde os custos estão elevados, retomando-a depois a custos menores em outro local, mesmo considerando as despesas de transporte da plataforma, ressalvadas as condições econômicas reinantes, especialmente em termos de preço do barril.

## SÍNTESE DO CAPÍTULO II

Ao final dos anos sessenta, impulsionada pelo sucesso da exploração estadunidense no Golfo do México, havia uma tendência mundial de se aprofundar a exploração de petróleo em bacias *offshore*.

A exploração *offshore* no Brasil começou na costa do Espírito Santo, em 1968, com o objetivo de confirmar a presença de estruturas de acumulação petrolífera. Contudo, a primeira descoberta em ambiente marinho, ocorreria ainda no mesmo ano, só que em Sergipe, no campo de Guaricema. Além disso, as bacias de Santos e a da Foz do Amazonas, apresentaram estruturações que se assemelhavam às de grandes reservas petrolíferas. A continuação dos trabalhos, no entanto, veio a revelar que, as esperanças de grandes reservas de petróleo, em Santos e no Amazonas eram infundadas (à época de realização dessas avaliações, posteriormente, essas bacias viriam a se tornar produtoras, principalmente de gás natural, ao final dos anos setenta).

Paralelo a isso, a PETROBRAS se defrontava no Brasil com a idéia, generalizada em seu corpo técnico, de que as suas bacias terrestres não apresentavam estruturas capazes de acumular petróleo; uma herança do "Relatório Link". A partir da revisão feita, em 1971, do referido relatório, o grupo de exploração indicou como sendo a alternativa possível, na época, a intensificação dos trabalhos *offshore*.

Nesse meio tempo, o poder da OPEP crescia, a ponto de nacionalizar concessões e diminuir o poder das grandes companhias estrangeiras. Com o choque de 1973, foi dado o impulso final para a intensificação das exploração em mar aberto, em nível mundial. A exploração de petróleo veio a se constituir, então, em um meio de diminuir a dependência que as nações consumidoras apresentavam, especialmente em relação aos produtores da OPEP.

Cerca de três anos antes do choque, em 1969, a PETROBRAS empossava um novo presidente: Ernesto Geisel, o qual assumiria com a firme decisão (e postura oficial) de incrementar a produção nacional de petróleo dentro das novas tendências mundiais (*offshore*). No entanto, aguardavam-no à frente de seu mandato os pobres resultados obtidos com a exploração terrestre e o relativo sucesso da exploração marinha.

Assumindo o ônus, até aquele momento incerto, de direcionar os esforços da empresa à exploração das bacias marinhas, Geisel viria a solidificar a sua posição em 1975, quando já ocupava a Presidência da República, em discurso no qual anunciava as metas do II PND. Entre os diversos pontos do discurso, havia o estabelecimento de um programa voltado para o desenvolvimento dos recursos da Bacia de Campos, que havia sido descoberta em 1974. No ano anterior, a PETROBRAS, havia encontrado petróleo na costa do Rio Grande do Norte.

A partir do discurso do II PND, podem ser identificados os parâmetros oficiais que, a partir daquele momento, direcionaram a exploração *offshore* no Brasil:

- a) o técnico: devido aos insucessos na exploração terrestre, não restava outra opção a não tentar o caminho da exploração em bacias costeiras;
- b) o institucional: o Governo Federal criava uma linha de apoio ao desenvolvimento da exploração costeira, pois o II PND instituiu os *Contratos de Risco*;
- c) econômico: o novo perfil exploracionista deveria contribuir para a diminuição da dependência brasileira, sendo auxiliado por medidas de racionalização dos combustíveis, programas de pesquisa de renováveis ou alternativas e o Proálcool. Esse conjunto todo participava do objetivo maior, que era o reequilíbrio das finanças externas, as quais fora afetadas pela elevação dos preços do barril;
- d) tecnológico: buscava-se desenvolver tecnologia nacional não só na exploração de petróleo, mas também na área de alternativas e renováveis e no aperfeiçoamento do Programa do Xisto (Petrosix). O resultado positivo mais acentuado, além, obviamente, dos resultados obtidos com a exploração em águas profundas, foi o estabelecimento de estado-da-arte nacional na tecnologia de produção de álcool combustível (Proálcool) e petróleo sintético (Petrosix).

Em síntese, estes podem ser entendidos como os fatores que promoveram a exploração *offshore* no Brasil. Assim, tendo em vista que, a partir do estabelecimento de uma linha mestra de exploração em bacias costeiras, necessita-se do emprego de plataformas, e, tendo-se em conta

que a produção brasileira de petróleo em alto mar é relativamente recente, os problemas ambientais ocasionados pelo *abandono* plataformal ainda não ocorreram.

Mundo afora, especialmente no golfo do México e no Mar do Norte, a prática de *afundamento* das plataformas vem sendo banida. Já existem alternativas como a reciclagem do aço ou concreto (material constituinte das plataformas) e plataformas removíveis, as quais podem ser instaladas e removidas para onde se fizer necessário, segundo as conveniências do produtor ou economicidade da produção.

Todavia, para que se dê o *abandono*, certas condições devem incidir em um projeto de produção. Estas condições, as quais podem concorrer juntas ou em seqüência, parcial ou totalmente, determinam o instante em que a plataforma será abandonada:

- a) a primeira delas diz respeito ao instante em que a produção de petróleo se torna inviável economicamente, ou seja, quando se atinge o *limite econômico* de produção. Ao se atingir esse limite, torna-se mais caro produzir petróleo do que mantê-lo na jazida;
- b) a segunda trata do esgotamento das reservas. Obviamente, quando o petróleo cessa de jorrar (mesmo que já tenham sido empregadas técnicas EOR) a produção é encerrada;
- c) a terceira condição trata do estabelecimento de novas diretrizes em política energética. Por exemplo, se o Proálccol houvesse sido bem sucedido, em termos de substituir totalmente os derivados automotivos, talvez a exploração *offshore* não atingisse o estágio atual da arte, e o problema do *abandono* não fosse tão iminente;
- d) o quarto, igualmente está relacionado com os limites impostos pela política governamental. Um governo pode decidir abandonar o seu programa exploracional, temporária ou definitivamente, com a intenção de preservar a dotação atual de suas reservas para as gerações futuras;
- e) por fim, há a pressão ambiental, que foi o fator desencadeador da revisão nas práticas do *abandono* e *afundamento*, especialmente a partir do episódio de invasão da plataforma Brent Spar, em 1995.

## CAPÍTULO III - ASPECTOS LEGAIS E ECONÔMICOS DO ABANDONO

### 3.0 - Introdução:

A preocupação com a preservação das zonas marinhas onde ocorre exploração de petróleo é anterior à questão do abandono de plataformas. Ainda no século XVII, o mar era tido como uma área em que nenhum soberano poderia exercer posse, sendo de senso comum que os Estados detinham direitos territoriais sobre a faixa de mar adjacente à costa (Béguery, 1979). Todavia, somente no século XX as disposições legais relativas às áreas de exploração dos recursos naturais minerais viriam a ser codificadas.

Em 1945, o Pte. Truman (EUA) lançou a *Doutrina da Planalto Continental*<sup>19</sup>, a qual assegurava a jurisdição dos Estados Unidos sobre essa área, sem contudo estabelecer restrições a livre navegação internacional. Essa doutrina reconhecia aos outros países o direito de reivindicar e preservar os seus recursos naturais marinhos, dentro de um dado limite territorial<sup>20</sup>.

A convenção da ONU sobre Mar Territorial e Zona Contígua (1958) manifestaria as primeiras diretrizes para a preservação marinha em caso de exploração de petróleo, pois estabeleceu que *qualquer instalação que tenha sido abandonada ou deixada sem uso deveria ser inteiramente removida*, no entanto, era dito que a zona contígua à costa não poderia exceder as 12 milhas, além de dar uma nova definição para *planalto continental*<sup>21</sup>.

Já em 1970, na Convenção de Malta, tentou-se assegurar que a partir de então, a utilização dos leitos dos mares e oceanos, bem como o seu subsolo, em alto mar, além dos limites da jurisdição internacional, teriam fins exclusivamente pacíficos.

Ainda em 1970, o Pte. Nixon (EUA) propôs a todas as nações litorâneas que renunciassem às suas reivindicações nacionais sobre os recursos marinhos, além da profundidade dos 200m, pois o mar representava uma “herança comum da humanidade” e como tal deveria ser de “utilização comum”. No entanto, essa proposta estabelecia os seguintes limites:

- a) que o *planalto continental*, propriamente dito, ia até 200 m sendo o Estado adjacente soberano sobre essa zona;
- b) que o *planalto continental* englobava o declive continental e a parte principal do talude pré-continental. Aqui, o Estado adjacente somente poderia explorar se tivesse permissão da Comunidade Internacional;

<sup>19</sup> O *planalto continental* compreendia “geralmente as terras emersas adjacentes ao continente e cobertas de água até pelo menos 100 braças (600 ft ou aproximadamente 200 m)”. O objetivo dessa doutrina era permitir o acesso as jazidas de petróleo e gás natural que haviam sido detectadas pelo Serviço Geológico Americano.

<sup>20</sup> Muitos países resolveram adotar o limite territorial de 200 milhas.

<sup>21</sup> “O *planalto continental* compreendia o leito do mar e o subsolo das regiões marinhas adjacentes às costas, porém situadas além do mar territorial, até uma profundidade de 200 m, ou, além desse limite, até o ponto em que a profundidade

- c) que do talude pré-continental até as profundezas abissais, seria considerado uma *zona internacional* cujo desenvolvimento seria realizado por uma organização internacional.

Posteriormente, em 1982, uma outra convenção da ONU - Sobre Direito do Mar, viria a reforçar as medidas anteriores sobre plataformas de petróleo em alto mar, anteriormente enunciadas em 1958 na Convenção sobre Mar Territorial e Zona Contígua (Ribeiro, 1997).

Em alguns países, nos quais o tempo de vida útil das plataformas já está encerrado ou em vias de ocorrer, a questão do que fazer após a desativação das plataformas já assume grande importância, sendo capaz de provocar debates entre ambientalistas, exploradores e legisladores de petróleo. Começam a surgir legislações contra ou a favor das convenções da ONU que tratam da proteção do meio marinho (pós-desativação de plataforma), da garantia do direito soberano sobre o mar e sobre a exploração dos recursos naturais marinhos, bem como propostas referentes a que destinação deve ser dada a uma plataforma, após o encerramento da fase produtiva.

Ao longo deste capítulo, serão vistos os diversos tratamentos legais (leis, convenções e acordos internacionais) que as plataformas, assim como a poluição gerada por elas, vêm recebendo mundo afora.

### ***3.1 - Os Antecedentes das Legislações sobre Abandono:***

Para que exista uma legislação sobre *abandono* de plataformas, antes de mais nada, deve haver uma legislação específica para a produção e exploração de petróleo. A qual, por sua vez, seguindo a tendência mundial de reestruturação da indústria de exploração dos recursos naturais, irá refletir os objetivos pretendidos pela nova política nacional relacionada aos seus recursos energéticos.

Nos últimos anos, os setores minerais, de modo geral, vêm passando por transformações diversas, as quais levaram ao estabelecimento de novos modelos e regimes de concessão para a exploração dos recursos naturais. Por sua vez, esses modelos e regimes se baseiam tanto em novas interpretações da teoria econômica, quanto na aplicação de conceitos recém-surgidos. As conseqüências dessas ações resultam em tentativas de se obter o máximo de extração de renda, a partir da exploração de um recurso, e ao mesmo tempo minimizar ou tentar tornar mais eficiente a participação do Estado à frente dos monopólios baseados no controle da exploração de recursos naturais. O objetivo é, então, de forma legalmente constituída, atingir e manter a eficiência econômica produtiva e tecnológica, mas ao mesmo tempo buscar o máximo de retorno político, através de mecanismos institucionais de extração da renda mineral.

---

das águas de superfície permita a exploração dos recursos naturais das referidas regiões, incluindo o leito do mar e o subsolo das regiões submarinas análogos que são como adjacentes às costas das ilhas”

### 3.1.2 - As Transformações nas Políticas para Exploração de Recursos Naturais Minerais:

Ao longo dos anos oitenta, os países ricos em recursos minerais passaram a revisar as suas políticas internas de modo a atrair investimentos estrangeiros e, ao mesmo tempo, permitir a execução de seus programas de desenvolvimento nacional, justamente através da apropriação de renda que esse tipo de indústria proporciona. Esse movimento se iniciou por países asiáticos e africanos, sendo que no início dos anos noventa chegou à América Latina.

Há cerca de duas décadas atrás, começou uma mudança nos fluxos dos investimentos em mineração. Os países que outrora recebiam os maiores investimentos, perderam-nos para países que anteriormente eram vistos como áreas fechadas à mineração e/ou de risco excessivo, ou ainda pouco atraentes às companhias devido à sua política mineral, sistemas de taxação ou tipos de contratos praticados. O fluxo dos investimentos permaneceu, então, praticamente estável no Canadá e nos EUA, enquanto se deslocava maciçamente para a Austrália, algumas nações da Ásia, Pacífico e África. Na América Latina, os investimentos foram direcionados para o Chile, México, Argentina e Brasil.

Segundo Otto (1998), o redirecionamento dos investimentos seria decorrente:

- a) do crescimento, nas últimas três décadas, do consumo de recursos naturais, especialmente energéticos;
- b) dos períodos de estabilidade de preço alternados com períodos de subida, como no caso dos choques de petróleo e os períodos entrechoques;
- c) do desenvolvimento de novas tecnologias, o que propiciou a diminuição dos custos de produção e maiores lucros, surgindo então a possibilidade de se buscar novas fontes de suprimento.

Em sua grande maioria, as *revisões minerais* apresentam características semelhantes. Num primeiro instante, esses países decidiram guiar as suas economias pelo princípio do livre mercado ao permitir a expansão do setor privado, especialmente o mineral. Uma das conseqüências desse fato foi a elaboração de emendas à política mineral nacional com vistas a se iniciar a atração de exploradores privados, especialmente companhias de mineração transnacionais - CMT. Essas emendas guardavam, no entanto, o objetivo de proteger os recursos naturais do país, conferindo-lhes o caráter de bem da União, enquanto garantiam uma reserva de mercado para a exploração por companhias nacionais ou estatais. As CMT viam nisto um cunho nacionalista para garantir a soberania interna que as impedia de "entrar" naquele dado país. Essa

*proteção* ou, em outras palavras, a prática mineral legal do país é um dos principais critérios analisados pelas grandes companhias na hora de decidir o investimento.

Os critérios para decisão sobre investimento podem ser vistos no quadro 3.A :

**Quadro 3.A - Critérios para Investimento de uma Companhia Mineral**

<b>Potencial geológico</b>	<b>Estabilidade política</b>	<b>Lei mineral</b>	<b>Regimes fiscais</b>	<b>Outros</b>
-	-	Propriedade mineral	Estabilidade dos regimes fiscais	Controle gerencial
-	-	Direito de explorar	Remessa de lucros para exterior	Participação do país hóspede
-	-	Tempo de arrendamento	Nível das obrigações fiscais	Legislação ambiental
-	-	Termos contratuais	Regulação sobre o câmbio	Legislação trabalhista
-	-	Direito de transferência de posse	Regulação sobre contas no exterior	Legislação sobre comercialização em bolsas
-	-	-	-	Hipoteca dos direitos minerais
-	-	-	-	Dados confidenciais

Fonte: Naito et alli (1998).

Vê-se, no quadro acima, que os critérios que menos relevantes para investimentos dizem respeito à geologia e à estabilidade política. O verdadeiro peso decorre dos critérios capazes de interferir na renda mineral.

Com o tempo, os países que pretendiam atrair investimentos reconheceram o caráter restritivo de alguns pontos das emendas e resolveram por elaborar novas leis cujo objetivo era (Naito *et alli*, op.cit.):

- a) a redução das restrições aos investimentos estrangeiros;
- b) a redefinição do papel do Governo como regulador;
- c) a garantia dos direitos ao explorador na forma de licenças, permissões, *leases* ou concessões mediante aluguel.

Assim, as novas legislações que surgiram passaram a se basear essencialmente em:

- a) manter a autoridade governamental;
- b) criar restrições sobre a atividade mineral;
- c) garantir os direitos de exploração, mineração e obrigações fiscais e legais;
- d) preservar o meio ambiente.

Daí, então, resultou a definição das áreas mais adequadas à exploração e quais seriam mantidas sem exploração. Igualmente foi definido o *tamanho da área a ser explorada (bloco)*, a

forma de obtenção (licitação, concurso, sorteio, etc.), o tempo de validade dos direitos sobre o bloco e dos direitos de exploração e a possibilidade de renová-los ou não.

Em geral, as novas leis minerais assim surgidas tinham os seguintes pontos em comum (Quadro 3.B):

**Quadro 3.B - Aspectos Legais das Novas Leis de Mineração**

<b>Autoridade governamental</b>	<b>Restrições à atividade mineral</b>	<b>Direitos de exploração, mineração e obrigações</b>	<b>Meio ambiente</b>
Propriedade dos recursos	Qualificação para autorização de exploração	Extensão da exploração ou mineração	EIA
Agências reguladoras	Mineração e processos	Termo inicial para direito de exploração e mineração	Mitigação
Poder de polícia	Áreas fechadas à mineração	Renovação, cancelamento, término do direito de exploração, mineração	Monitoramento
Penalidades e multas	Tipo de recurso sujeito a controle ou condição especial	Abandono de área	Recuperação
Autoridade para negociar contratos	Acesso à terra	Pagamento dos encargos mínimos de exploração	Obrigações pós-encerramento
-	Resolução de conflitos de terra	Pagamento de taxas	-
-	-	Transferência de direitos minerais	-
-	-	Segurança da posse da terra para exploração	-

Fonte: Naito et alli (1998).

Atualmente, novas características podem ser identificadas nessas leis, as quais surgiram após um período de testes, durante o qual foi posta em prática a nova legislação mineral. Algumas das novas características resultam do aperfeiçoamento de conceitos pré-existentes, outras são novidades introduzidas com vistas à melhoria do setor (Naito *et alli*, op. cit.):

- a) redução ou remoção das barreiras ao investimento estrangeiro;
- b) redução das limitações fiscais por meio da revisão do sistema fiscal;
- c) transferência dos direitos minerais;
- d) definição mais clara entre direito de exploração e mineração;
- e) fechamento de algumas áreas à mineração (*impedimento*);
- f) redução de impostos ambientais.

Fazendo-se uma generalização de todas as reformas introduzidas nas leis minerais de países que se dispuseram a atrair investimentos, Otto (1998) consegue identificar quatro fases de

transformação que, todavia, não se aplicam a todos os países, pois cada país apresenta variações que dizem respeito a sua identidade política. As quatro fases gerais se caracterizam por:

- a) **fase inicial de abertura:** procede-se à abertura do setor mineral às companhias privadas, especialmente as estrangeiras. Também surge um primeiro esboço de lei para *joint ventures*, que no entanto ainda mantém o Estado como responsável por decisões-chave e investimentos. Essa fase também se caracteriza por restrições: algumas áreas de interesse nacional ficam de fora da oferta feita às companhias estrangeiras. Da mesma forma, a informação geológica sobre as áreas de interesse é tratada como altamente confidencial. Além disso, as áreas oferecidas para exploração são consideradas como *marginais (subeconômicas)*. As legislações trabalhistas, sociais e ambientais são consideradas como excessivas pelas companhias privadas, ou ainda muito detalhistas e complexas. Por fim, não existe uma definição clara sobre a autoridade e campos de atuação das diversas agências de regulação então criadas. O resultado imediato dessa fase é que os grandes investimentos desejados não ocorrem, ou são extremamente raros. No entanto, a consequência mais visível é que os recursos naturais são supervalorizados.
- b) **fase de revisão dos conceitos nacionais:** ocorrem mudanças na política mineral e na regulação para atrair investidores estrangeiros. Segue-se um debate sobre a natureza do lucro em relação a natureza da produção. Essa fase é caracterizada por intensos debates de cunho nacionalista e posições dogmáticas como *soberania nacional* e *auto determinação*. O último movimento é a consideração de que os investimentos necessários ao desenvolvimento da indústria nacional, só podem ser efetuados pelo setor privado, o que desonera o Estado e permite a realocação dos recursos anteriormente gastos com recursos minerais para investimentos de cunho social. Ao longo dessa fase começam a surgir os investimentos, todavia cria-se a figura de uma *permissão especial para exploração*.
- c) **fase de orientação pelo mercado:** o setor privado começa a operar economicamente. Fica definido que as operações de *grande custo social* (ditas *marginais*) ficarão sob a responsabilidade do Estado. Já as *subeconômicas* serão encerradas ou mantidas em *stand by*. O sistema regulatório passa a operar sem o controle do Estado, junto com uma política mineral inspirada por modelos internacionais. Nessa fase, os investidores internacionais são vistos como fundamentais para o desenvolvimento do país. Os órgãos oficiais de geologia, como os serviços geológicos nacionais serão extintos ou terão o seu corpo técnico bastante reduzido.
- d) **fase de orientação total pelo mercado:** aqui o Estado já não desempenha qualquer função no setor mineral, atuando apenas como *regulador*. As leis minerais são claras e definem funções, poderes, direitos e deveres tanto das agências quanto dos

exploradores. O Estado passa a atuar como auxiliar no desenvolvimento do setor privado, através da liberação de informações anteriormente confidenciais.

De todas essas fases, as três primeiras podem ser identificadas no Brasil e a última já está ocorrendo. Não obstante, como foi dito anteriormente, deve-se considerar que as fases têm de ser adaptadas para o caso brasileiro.

### 3.1.3 - A Reestruturação no Setor Mineral Brasileiro:

A crise que atingiu o Brasil na década de oitenta, de certa forma, iniciou o debate sobre a *desnacionalização* da política mineral nacional. A necessidade de reativar, reestruturar e reinvestir provocou o questionamento das barreiras anteriormente impostas ao investimento estrangeiro. A exploração dos recursos naturais brasileiros por companhias transnacionais não mais foi visto como "colonização" ou "fim da soberania nacional" provocado pelo setor governante. Embora se tenha firmado na Constituição da República que os *bens do subsolo são de propriedade da União*, eles são passíveis de *outorga de licença de exploração*, o que se confirmou no caso do petróleo, com a aprovação da Lei do Petróleo - 9478.

A mudança na política mineral nacional, especialmente no caso do petróleo e do gás pode ser sentida por meio da substituição de um debate típico dos anos sessenta, que era de cunho nacionalista e estatizante para um novo eixo, dessa feita de atração do capital estrangeiro como fator de desenvolvimento e saída do Estado dos setores de infra-estrutura básica. O Estado, então, não devia mais ser visto como o sócio majoritário dos grandes projetos minerais, além disso, a Constituição não deveria mais trazer restrições à prática mineral das CMTs. O mesmo valia para os códigos de mineração ou leis. Um exemplo disso é o da antiga lei do petróleo 2004 que foi substituída por outra (9478) dita de cunho mais moderno, caracterizada entre outras coisas por tratar da abertura à exploração e parcerias. As fases de mudança da política mineral no Brasil podem ser caracterizadas segundo certos exemplos (Otto, 1998).

A primeira, dita fase inicial de abertura, pode ser reconhecida quando do estabelecimento dos *Contratos com Cláusula de Risco* para a exploração de petróleo, realizados na década de setenta. Esses contratos representavam uma iniciativa oficial de desenvolver o setor petrolífero, especialmente no período entrechoques<sup>22</sup>. No entanto, os contratos apresentavam termos e condições que asseguravam o controle estatal sobre todas as fases de cumprimento das cláusulas, assim como da exploração, descoberta e produção de petróleo.

A segunda fase, dita de revisão dos conceitos nacionais é representada pelas associações institucionais e nos mecanismos de financiamento que surgiram para efetivar a exploração e desenvolvimento da Província Mineral de Carajás-PA e da exploração *offshore* brasileira.

---

<sup>22</sup> Quando da assinatura dos primeiros contratos, ainda não havia ocorrido o choque de 1979.

A terceira fase, dita de orientação pelo mercado, ainda se processa, sendo que a mesma pode ser definida a partir do momento em que o desenvolvimento de projetos minerais é protelado ou encerrado com base no comportamento do bem mineral como *commodity*. Como exemplo desta fase há o caso do Projeto Cobre Salobo na região de Marabá-PA, cuja entrada em operação é constantemente adiada devido ao preço baixo do cobre no mercado externo. Além disso, tem-se em conta que as atividades ditas marginais podem ser mantidas se houver interesse político - independente da economicidade e de fatores sociais ou ambientais, mas também podem ser extintas devido a interesses político-econômicos (como quando se deixa de processar um mineral em um dado país, pois a matriz - no país sede - já o processa para posteriormente vendê-lo no mercado internacional). O que evita a concorrência entre matriz e filial.

Quanto a última fase, de orientação total pelo mercado, o atual programa de governo (e seu conseqüente ideário) apontam para a total saída do Estado da exploração dos recursos naturais, restando apenas a permanência na posição de regulador.

Deve ser notado que as duas primeiras fases podem ocorrer simultaneamente ou sequencialmente, a depender do setor ou recurso mineral. No Brasil, essas duas fases comportaram-se seqüencialmente. Entende-se, então, que os modelos de lei mineral tendem a ser uma síntese de vários modelos empregados mundo afora, acarretando o risco de, em breve, surgir a necessidade de revisão devido ao pouco entendimento dos desdobramentos relacionados aos diversos componentes de um regime de exploração de recurso mineral.

Por fim, o movimento de reestruturação mundial veio a servir de apoio às convenções legislações e normas, tanto regionais como de caráter internacional, as quais manifestavam preocupação ambiental com as conseqüências da exploração e produção de petróleo em meio marinho.

### **3.2 - A Legislação Mundial para o Abandono:**

A produção de petróleo *offshore* só ganharia impulso a partir dos dois choques de petróleo dos anos setenta, pois até então a economicidade era relativa neste tipo de exploração<sup>23</sup>, o debate sobre *abandono* foi então transferido para um futuro próximo quando as primeiras plataformas deixassem de operar, o que começou a acontecer na última década. Esta opção representou a predominância de um ponto de vista imediatista de obtenção de petróleo, em detrimento dos preocupações ambientais relacionadas à poluição marinha.

No entanto, a vantagem obtida pelo explorador não impediu a mobilização ambiental que viria a ocorrer nos anos seguintes e que foi manifestada nas tentativas - via legislação - de se *preservar o meio marinho, de reconstituição do assoalho oceânico, assegurando a continuidade da pesca, às vezes empregando o recurso de se constituir um fundo financeiro para tal fim*, cujos

---

<sup>23</sup> Dependia da distância da costa, profundidade, dinâmica de maré e tráfego marítimo.

recursos seriam oriundos de um percentual, previamente estabelecido em Lei ou acordo, que seria acrescido aos custos da exploração de petróleo (Brook *et alli.*, 1990). Todavia, as companhias de petróleo relutam tanto em aceitar a constituição do fundo quanto os termos legais de proteção, pois o *abandono* da plataforma implica em custos adicionais que podem superar os de exploração e produção, devido à ausência de renda. Por sua vez, a consideração de tais custos pode afetar todas as medidas tomadas com vistas à proteção do mar, pois os países que dependem dos dividendos gerados por exploração petrolífera costeira podem se sentir inclinados a atenuar a legislação de modo a não diminuir a participação na arrecadação de impostos, assim como podem passar a ver a questão ambiental como um obstáculo à atração de investidores.

Independente da questão do provimento de recursos para a constituição de um fundo financeiro para tratar do problema do *abandono*, deve-se considerar que a aplicação dos recursos deve estar definida em Lei. Por exemplo, ao se decidir que a plataforma vai ser deixada no local para se tornar um recife artificial - aspecto presente na legislação do Reino Unido, a legislação deve abranger aspectos diversos, dentre os quais (Brook *et alli.*, 1990):

- garantir a proteção da fauna marinha durante a fase de desativação e transformação da plataforma em recife;
- definir a profundidade adequada que o recife deve ocupar;
- garantir a continuidade e a segurança da navegação no entorno do recife;
- em sendo um recife, que o mesmo seja protegido através de legislação adequada que proteja (ou monitorea) os recifes naturais;
- o processo de desativação da plataforma e transformação em recife e a posterior manutenção das condições do *habitat* recifal devem ser acompanhadas por uma comissão de especialistas;
- o processo de desativação da plataforma e transformação em recife deve estar sujeito ao acompanhamento do Ministério ou Secretaria do Meio Ambiente.

Em se considerando apenas a questão da estrutura plataformal, as dúvidas quanto ao abandono dizem respeito a dois tipos de componentes - aço e concreto, que guardam diversas considerações, segundo a composição. Para as estruturas em aço, existem as seguintes hipóteses para abandono:

- que as estruturas simplesmente fiquem no lugar onde já estão;
- que a parte superior seja removida, permitindo, assim, a navegação e remoção;
- que sejam submersas visando a formação de um recife;
- que sejam removidas em sua totalidade.

Já para as estruturas em concreto, que são consideradas como mais custosas e de tratamento mais difícil, deve-se levar em conta os seguintes fatores:

- tipo de construção;
- tamanho da estrutura;
- distância da praia;
- condições de tempo;
- complexidade da remoção.

Segundo a Legislação norte-americana, específica para o Golfo do México<sup>24</sup>, a desativação das plataformas de petróleo, envolve o cumprimento de cinco etapas (Saxon, 1997):

- a permissão e aprovação da desativação pelos órgãos competentes;
- o lacramento do poço;
- a desativação (de fato) da plataforma;
- a remoção da plataforma;
- a limpeza do local.

Ao contrário de outras legislações, a norte-americana não prevê o monitoramento posterior ao *abandono*, o que abre caminho para a ocorrência de vazamentos e contaminação sem a ciência dos órgãos ambientais e, conseqüentemente, sem medidas imediatas de mitigação e controle dos danos. Talvez, em parte, isto seja justificado pela cláusula que prevê a remoção total da plataforma, mas ao mesmo tempo, permanece uma "brecha" jurídica que pode levar a ações legais contra as empresas que abandonaram as plataformas, justamente devido ao potencial perigo poluidor ou ação efetiva de poluição, como um derrame, por exemplo.

Deve-se ressaltar que, quando se trata de exploração via *lease*, a legislação estadunidense considera o *abandono* das estruturas após um ano de encerramento do contrato.

### 3.2.1 - Instrumentos Regulatórios Globais:

Não obstante o fato das atividades de E&P em ambiente *offshore* terem o seu potencial poluidor reconhecido, não há, ainda, um instrumento legal abrangendo todos os aspectos envolvidos neste tipo de atividade, seja em nível internacional seja nacional (local). Às vezes um ou mais países resolvem criar leis ou tratados que tratam das possibilidades de impacto ambiental derivados da indústria petrolífera, embora poucos sejam específicos quanto às instalações *offshore*. Da mesma forma, existem diversos documentos criados por organizações internacionais, industriais ou financeiras, só que constituem-se em *soft law*, ou seja, não possuem força de lei, sendo meramente um conjunto de recomendações ou diretrizes.

---

<sup>24</sup> Atualmente no Golfo do México existem 3800 plataformas em operação, em profundidades entre 10 ft e 3000 ft (aproximadamente 3 m e 914 m), sendo que cerca de 950 já têm mais de 28 anos de operação.

Entende-se, então, que mesmo que haja a tentativa de se dar um caráter global a um acordo ou tratado relacionado a indústria petrolífera marinha, o documento em questão, seja acordo, convenção ou tratado, apenas terá validade para seus signatários. Sendo que apenas entrará em vigor junto a um dado país quando o mesmo ratificá-lo, independente de o haver assinado antes. Neste caso, a assinatura inicial vale como um meio de criar o mecanismo legal e não de torná-lo válido, o que ocorre com a ratificação dos signatários iniciais. Até o presente momento, existem três convenções que tratam da poluição decorrente das atividades operacionais (poluição operacional) *offshore*. No entanto, o caráter global que tentou-se imprimir às convenções ficou restrito aos signatários (Vinogradov & Wagner, 1997), (Gao, 1997):

- a) **Geneva Convention on the Continental Shelf** (1958): convenção de aspecto generalista, sem especificação quanto aos diversos tipos de poluição ou poluentes que podem resultar de operações E&P;
- b) **Geneva Convention on Continental Shelf** (UNCLOS I, 1958), também conhecida como *First United Nations Conference on Law of the Sea*. Esta convenção, embora tenha sido oficialmente liderada pela ONU, na realidade foi gerada a partir de uma iniciativa do Reino Unido em vistas de suas preocupações relacionadas à navegação marítima. Somente em 1964 é que a convenção adquiriu validade, contando com 54 países signatários. Basicamente, ela pode ser definida ser sintetizada em seu *Artigo 5*, o qual trata da remoção de estruturas, salvaguardas à navegação e outros usos marinhos. Todavia, não havia previsão de remoção parcial no futuro. Os pontos mais importantes desta convenção são:
  - A redação original não previa a remoção. Posteriormente, incluiu-se uma cláusula tratando do tema;
  - Remoção total de todas as estruturas “sem uso”. Esta preposição foi apresentada pelo Reino Unido;
  - A redação final sobre *abandono* ficou na seguinte forma: *toda e qualquer instalação que estiver abandonada deve ser inteiramente removida*.
- c) **Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter** (1972), também conhecida como *Convenção Londrina sobre Dumping*: este foi o primeiro instrumento legal que tratava especificamente da poluição ambiental a partir de rejeitos. Consistia essencialmente nos seguintes pontos:
  - Definição de *dumping*: *qualquer disposição deliberada de embarcações, veículos aéreos, plataformas ou qualquer estrutura construída pelo homem*. Contudo, esta definição não se aplicava às águas interiores de um Estado costeiro;

- Entende-se, a partir do disposto na convenção que o *abandono* de uma estrutura no mar, seja total ou parcialmente, é considerado *dumping*;
- O termo plataforma foi incluído na revisão da redação, pois anteriormente não estava explícito que a definição de *dumping* também aplicava-se a referida estrutura.

d) **United Nations Law of the Sea Convention** (UNCLOS II, 1982), também conhecida *LOS Convention*: mais abrangente e mais particularizada que a primeira convenção. Foi criada com o objetivo de ser um instrumento legal geral para os oceanos e mares e distribuir direitos e deveres entre os países. Também deveria funcionar como base para o desenvolvimento de regras e padrões de legislações nacionais para combate à poluição marinha tanto em superfície quanto no leito do mar. Em outras palavras, este instrumento legal visava ser o vetor de legislações adequadas às realidades e características de cada país participante. Todavia, a convenção só passaria a ter valor legal em 1994, sendo que a maioria dos signatários é de Estados insulares e/ou países em desenvolvimento. Inicialmente, o Reino Unido, a Noruega, USA e Austrália opuseram-se ao tratado, vindo, posteriormente, a aceitá-lo.

Basicamente, esta convenção diz que os países têm o direito soberano de explorar os seus recursos naturais marinhos, segundo as suas políticas ambientais nacionais, contudo, não podem excluir-se do dever de proteger e preservar o meio ambiente marinho (Síntese dos *Artigos 56, 77, 193*), dando importância à proteção da plataforma continental e zonas de exploração econômica, pois nestas duas regiões costuma se dar a E&P de petróleo (Síntese dos *Artigos 58 e 78*). Os aspectos mais importantes desta convenção são a *Parte XII* e os *Artigos 60, 80, 193, 194, 208, 212, 214, 222* : *Parte XII*: trata da proteção do meio marinho. As previsões dispostas nesta convenção estão voltadas para a proteção e desenvolvimento sustentado do meio marinho costeiro e dos seus recursos naturais em caráter geral. Posteriormente, incorporou-se à UNCED uma parte específica da que trata das atividades petróleo *offshore*.

A Agenda 21, em seu parágrafo 17.30, diz que os Estados *devem tomar medidas adicionais que coíbam a degradação do ambiente marinho a partir de plataformas offshore, por meio de medidas regulatórias que tratem da descarga, emissão e segurança*, indicando qual ação deve ser tomada segundo a estrutura legal da IMO ou outras organizações internacionais relevantes, sejam sub-regionais, regionais ou globais.

*Artigo 60*: diz que o Estado costeiro tem o direito de exclusivo de construir, regular, operar e utilizar estas instalações com fins econômicos previstos no *Artigo 56*, fins estes não estão necessariamente relacionadas a atividades no leito marinho.

*Artigo 60 (3)*: trata da remoção das instalações e estruturas da plataforma continental e da *Exclusive Economic Zone - Zona Econômica Exclusiva (EEZ)*, com vistas à segurança da navegação levando em conta padrões internacionais previamente definidos. A remoção também deve ater-se a mecanismos de proteção à pesca e do meio marinho, além de observar os direitos e deveres de outros Estados. Também deve ser dada ciência pública sobre qualquer estrutura ou instalação que não foi removida inteiramente, em termos de dimensão e profundidade. Não obstante, não fica descartada a remoção parcial sob certas circunstâncias.

*Artigo 80*: trata da jurisdição sobre ilhas artificiais e estruturas na plataforma continental (atividades no leito marinho sujeitas a legislação do Estado costeiro). O mesmo valendo para a EEZ.

*Artigo 193 (3) (c)* : trata da obrigação de se tomar medidas para prevenir a poluição do meio marinho, seja a partir de atividade no leito marinho ou de instalações *offshore* sob a jurisdição de Estados costeiros.

*Artigo 194 (1)*: indica que os Estados têm de tomar medidas de prevenção, redução e controle da poluição marinha oriunda de qualquer fonte e pelos melhores meios à disposição. Neste artigo, não existe especificação quanto à *poluição operacional*<sup>25</sup> em E&P *offshore*.

*Artigo 208 (214)*: estabelece a prevenção da poluição e do controle relacionada à exploração e exploração de recursos minerais *offshore*. As medidas anti-poluição são baseadas na regulação e implementação de legislações específicas dos Estados costeiros. Tais medidas não devem entrar em conflito com políticas e/ou regras regionais e globais que tratem da poluição gerada por instalações *offshore*<sup>26</sup>. Para tal, define-se, a seguir, as atividades marinhas que processam-se sob a jurisdição de um Estado costeiro como aquelas que ocorrem em:

- *no interior de suas água internas (sistema fluvial e lacustre);*
- *mar territorial;*
- *zona econômica exclusiva;*
- *plataforma continental.*

*Artigo 212*: observa que os Estados devem adotar leis e regulações, assim como qualquer medida necessária para prevenir, reduzir e controlar a poluição do ambiente marinho a partir de ou através da atmosfera, o que é válido para o espaço aéreo sob a

---

<sup>25</sup> Poluição resultante das atividades normalmente desenvolvidas em plataforma.

<sup>26</sup> Este artigo é específico para instalações *offshore*, embora o disposto também aplique-se às embarcações. Há uma clara referência aos países que possuem companhias exploradoras privadas em ambiente marinho.

sua soberania ou ao embarcações sob a sua bandeira, ou ainda para embarcações ou aeronaves com o seu registro<sup>27</sup>.

*Artigo 214:* trata da adoção de leis e de regulação (em consonância com o *Artigo 208*) para implementar regras e padrões internacionais estabelecidos através de organizações internacionais competentes ou de referência diplomática com o fim de prevenir, controlar e reduzir a poluição em meio marinho relacionada a atividades no leito do mar sujeito a jurisdição de um país, assim como a poluição originária de ilhas artificiais, instalações e estruturas igualmente sob sua jurisdição.

*Artigo 222:* diz que os Estados têm a obrigação de pôr em vigor, dentro do espaço aéreo sob sua soberania<sup>28</sup> ou em consideração a embarcações<sup>29</sup> com sua bandeira, ou aeronaves ou embarcações com seu registro, leis nacionais e regulações que tratem de impactos ambientais em meio marinho<sup>30</sup>.

Deve-se ter em mente que a LOS faz menção aos padrões divulgados pela IMO em 1989, os quais têm como princípio geral a *remoção de todas as instalações fora de uso*. Este princípio aplica-se às instalações com profundidade de menos de 75 m ou 100 m após 1° de janeiro de 1998<sup>31</sup> e que pesem menos de 400 t devem ser removidas a menos que:

- Não seja tecnicamente possível;
- Envolver custo extremo;
- Constitua risco inaceitável para pessoal ou ambiente marinho.

Caso a remoção parcial seja processada, deve restar no local uma coluna de água desobstruída de 55 m.

- e) **International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL, 1973/1978):** voltada para a poluição produzida por embarcações<sup>32</sup>. Todavia, inclui dispositivos que se aplicam às instalações *offshore*.

---

<sup>27</sup> Neste artigo, mais uma vez, embora não de forma explícita, surge a indicação de que os Estados são responsáveis por suas atividades de exploração *offshore*.

<sup>28</sup> Neste *Artigo*, o termo "sob sua soberania" é referente ao espaço aéreo sobre a área territorial, águas internas e mar territorial, e no caso de Estados insulares às águas insulares. Não há referência ao espaço aéreo sobre a EEZ ou plataforma continental (*Artigos 58 e 78*), que são as zonas onde normalmente ocorre a exploração *offshore*.

<sup>29</sup> O termo embarcação, ao contrário de outras legislações, não se aplica às instalações *offshore*, sendo neste contexto tratadas de forma mais específica sob uma categoria distinta. Assim, num primeiro momento, a *poluição operacional* decorrente de atividades E&P *offshore* ou através da atmosfera não é coberta pela UNCLOS.

<sup>30</sup> Uma interpretação literal deste artigo pode considerar que as plataformas de petróleo estão excluídas do previsto. No entanto, como já citado anteriormente, algumas legislações nacionais consideram as plataformas como um tipo de embarcação.

<sup>31</sup> A partir desta data, todas as plataformas a serem construídas seriam removíveis.

<sup>32</sup> Diversos países, no bojo de suas legislações nacionais que tratam da exploração de recursos naturais marinhos, entendem que as plataformas fixas são semelhantes às embarcações comuns. Já as plataformas flutuantes são idênticas às embarcações ordinárias. Logo, todos os dispositivos legais que se aplicam ao trânsito e impactos ambientais de embarcações podem ser adaptados ou diretamente aplicados às plataformas, sejam flutuantes sejam fixas.

O principal objetivo da MARPOL é prevenir e controlar a poluição marinha originária de embarcações, através da prevenção da poluição em ambiente marinho ocasionada por descarga de substâncias danosas ou efluentes que contenham tais substâncias.

Deve-se ressaltar que no âmbito da MARPOL, em se fazendo uso, de uma forma bem ampla, do termo "embarcação", as plataformas *offshore*, tanto fixas quanto flutuantes, poderiam estar incluídas nas disposições gerais da referida convenção. No entanto, não há qualquer especificidade sobre poluição operacional a partir de instalações *offshore* "sensu strictu".

Não obstante a falta de clareza quanto ao objeto de aplicação da MARPOL, esta convenção define descarga como sendo: *qualquer liberação ocasionada de qualquer forma por um navio e inclui qualquer fuga, disposição, derrame, vazamento, bombeamento, emissão ou esvaziamento*. Todavia, o exposto não inclui a *liberação de substâncias diretamente resultantes da exploração, exploração e processamento offshore*<sup>33</sup> *associado a recursos minerais do leito marinho. Exclui-se também a poluição marinha por dumping*.

Ainda dentro das disposições da MARPOL, existem aplicações específicas para tipos de poluição: descargas operacionais de óleo, disposição de lixo e poluição do ar.

Descargas operacionais de óleo (Anexo I e V): aplicável a vários tipos de embarcação. Todavia, não há especificidade quanto às instalações *offshore* e *poluição operacional*. Num sentido geral, aplica-se tanto a lixo quanto a resíduos. No entanto, existem disposições específicas para produção de petróleo com base em navios, armazenagem e navios tanques (tanqueiros).

No quesito referente à poluição operacional existem divergências de interpretação. Alguns juristas entendem que devido à ausência de definição para "poluição operacional" a questão referente às descargas de óleo não se aplicam às plataformas. No entanto, outros juristas interpretam-no dizendo que as atividades comuns tanto a uma plataforma quanto a um navio (como limpeza dos tanques) estão englobadas como descargas operacionais.

Em 1992, a IMO implementou as partes da Agenda 21 que contém os dispositivos referentes a exploração de recursos naturais marinhos e também publicou uma interpretação e regulação da MARPOL, esclarecendo alguns pontos anteriormente confusos como, por exemplo, àquele relacionado a possibilidade de serem efetuadas as descargas de óleo :

*Regulação 9 (Anexo I)*: diz que as plataformas *offshore* estão proibidas de realizar qualquer descarga de óleo ou de misturas oleosas no mar, exceto quando o teor de óleo na descarga sem diluição não exceda a 15 ppm (quinze partes por milhão).

*Regulação 11 (Anexo I)*: as possíveis descargas de óleo, mistura oleosa ou substâncias contendo óleo podem ocorrer nos seguintes casos:

---

<sup>33</sup> Embora a MARPOL não se aplique a poluição marinha diretamente resultante de atividades *offshore*, como a utilização de lamas de perfuração ou vazamentos de óleo durante o teste de poço, entende-se que o termo "poluição operacional", num sentido amplo, representa qualquer poluição que surja ou que esteja relacionada ao funcionamento normal das instalações *offshore* (ver rodapé 9).

- quando é necessária para garantir a segurança de uma instalação *offshore* ou para salvar vidas no mar;
- resultado de dano ao navio ou equipamento, quando todas as medidas "razoáveis" foram tomadas para prevenir ou minimizar as descargas.

Faz-se necessário a identificação do tipo de descarga oleosa que está associado a plataformas *offshore*, de modo que a descarga fique sujeita à regulação da MARPOL. A interpretação do IMO identifica as seguintes:

- *drenagem de plataforma* (caracterizada por restos oleosos de geradores, de tanques combustíveis e de bombas);
- *drenagem das operações de processamento em ambiente offshore* (objeto de regimes nacionais e regionais mas com diferentes padrões);
- *drenagem de água de processo* (objeto de regimes nacionais e regionais mas com diferentes padrões ).

*Regulação 21 (Anexo I)*: trata especificamente de estruturas de perfuração e plataformas. Diz que as estruturas flutuantes ou fixas de perfuração, quando envolvidas em exploração, exploração e processamento *offshore* associado dos recursos minerais do leito marinho, devem concordar com os requerimentos dispostos no *Anexo I* aplicáveis a navios de 400 t brutas e acima que não sejam navios-tanque.

Disposição de lixo (Anexo V, MARPOL 73/78): apresenta a definição do termo "lixo" como: toda espécie de resíduos de mantimentos , domésticos e operacionais excluindo-se peixe fresco e partes do mesmo, gerados durante a operação normal do navio e passíveis de disposição contínua ou periódica, exceto para aquelas substâncias que são listadas ou definidas em outros anexos da referida convenção (MARPOL).

Este anexo, denominado de *Regulações para a prevenção da poluição por lixo a partir de navios*, segundo algumas interpretações jurídicas pode ser aplicado às instalações *offshore*, uma vez que estão presentes previsões específicas relacionadas a plataformas fixas ou flutuantes envolvidas na exploração, exploração e processamento associado dos recursos minerais do leito marinho. Além disso, o disposto permite, sob certas condições, a disposição de certos tipos de lixo, como material de embalagem e de forramento, restos de comida e outros tipos de lixo de navios, todavia, sem conceder esta mesma permissão às plataformas. Estas últimas, assim como todos os navios num raio de ou ao longo de 500 m dos referidos resíduos estão *proibidos* de dispor qualquer material citado no *Anexo V*. Contudo, há uma exceção quanto à disposição (*áreas especiais*). Refere-se aos resíduos de comida de plataformas fixas ou flutuantes localizadas a mais

de 12 milhas da costa. Os resíduos de comida devem ser cominuídos ou empilhados de modo a poder passar através de uma tela não superior a 25 mm de malha<sup>34</sup>.

Em 1995, o *Anexo V* sofreu emendas pela IMO relacionadas a equipamentos, plantas de gerenciamento de resíduos e registro de estocagem de lixo. Os navios de 400 t brutas ou acima, ou navios certificados para conduzir 15 pessoas ou mais terão de preparar um *Plano de Gerenciamento de Resíduos* e deverão manter *Livros de Registro de Lixo* para detalhar a data, localização e tempo de incineração ou descarga, além da descrição da quantidade de lixo<sup>35</sup>.

Poluição do ar (MARPOL 73/78): na redação original da MARPOL 73/78 não havia qualquer referência ao problema do lixo. Todavia, em 1990, a IMO resolveu incorporar a questão quando da publicação de sua interpretação, mas somente em 1991, através do IMO Marine Environment Protection Committee - MEPC é que surgiu um plano de ação relativo ao enxofre e nitrogênio emitidos pela queima dos combustíveis, CFCs, halogênios, Volatile Organic Compounds - VOCs, incineração de lixo e resíduos gerados em navios, baseado em estudos do Sub Committee on Bulk Chemicals (BCH) da Organização Marítima Internacional.

Devido as características inerentes aos diferentes tipos de combustível (relacionadas aos diversos tipos de petróleo empregados na fabricação e, conseqüentemente, à composição dos mesmos) existem variações nos teores de emissão de enxofre. A média internacional de teor de enxofre presente em combustíveis derivados de petróleo é de 3,5%. No entanto, os estudos do BCH apontam que os signatários da MARPOL são favoráveis a um percentual de 5%, ou seja, um padrão que além de não estar relacionado à média mundial pode invalidar a sua aplicação, também poderia levar a um descaso com o padrão de qualidade dos combustíveis e, posteriormente, a um aumento nas taxas de emissão. Não obstante, como a matéria ainda está em discussão, para efeitos de avaliação, o BCH reconhece três níveis de enxofre: 5% , 4% e 3,5%.

Ainda em 1991, a IMO, com base em sua interpretação da MARPOL, estabeleceu as seguintes medidas para a redução das emissões atmosféricas capazes de afetar a camada de ozônio, tendo como fonte de emissão os navios:

- *proibição dos CFCs* em instalações de refrigeração ou ar condicionado e calefação em barcos lançados ao mar em ou após 6/11/92;
- *proibição do uso de halogênios* em sistemas de combate a incêndios, exceto quando sejam essenciais, como em barcos lançados ao mar em ou após 01/07/92.

---

<sup>34</sup> O aparente rigor legal em relação às plataformas fixas ou flutuantes encontra justificativa em sua natureza estacionária, o que pode resultar em uma área de acumulação de resíduos em capacidade superior à taxa de absorção do meio marinho.

Não obstante, sempre há a possibilidade de optar pela incineração dos resíduos a bordo de uma plataforma, pois, até o momento, não há regulação sobre o tema - tampouco nas convenções sobre *dumping* de 1972 e 1996, uma vez que estes instrumentos regem a incineração no mar de modo geral e não particular. A poluição marinha através do meio atmosférico somente começou a ser regulada pela MARPOL 73/78, sendo que tende a tornar-se mais específica em anexos futuros.

<sup>35</sup> Esta emenda ainda está sujeita a aprovação em vistas da avaliação de sua viabilidade.

Do ponto de vista legal, há controvérsias quanto à aplicabilidade destas medidas às plataformas, como por exemplo, ao discutir-se se os poluentes que atacam o ozônio atacam também o meio marinho, ou a ausência de padrão internacional de qualidade e composição nos combustíveis derivados de petróleo.

### 3.2.1.1- Instrumentos Legais Generalistas:

As convenções supracitadas são os mecanismos legais mais conhecidos que tratam em caráter internacional (embora o objetivo fosse ser global) da problemática da poluição operacional, em particular, e da poluição geral em *offshore*, como um todo. No entanto, existem outros dispositivos legais que também abordam o problema da poluição em meio marinho, no entanto, sem tratar de pontos específicos relacionados à E&P de petróleo. Tratam-se, pois, de acordos e tratados generalistas no que tange à poluição relacionada a petróleo e/ou gás natural e abandono de plataformas. Todavia, particularizam as questões relativas a emissões atmosféricas, conservação de energia e proteção a natureza :

- a) United Nations Framework Convention on Climate Change (FCCC, 1992): consta de uma série de princípios gerais para a proteção da atmosfera terrestre:

*Artigo 2:* os signatários comprometem-se a estabilizar as concentrações de gases na atmosfera num dado nível de modo a evitar a interferência antropogênica danosa ao sistema climático mundial.

As partes também concordam em publicar inventários das emissões antropogênicas por fontes de gases relacionados ao *efeito estufa*, os quais não estão listados no *Protocolo de Montreal*. Igualmente concordam com a implementação de programas nacionais para a mitigação de fontes de emissão antropogênica capazes de mudanças climáticas<sup>36</sup>.

*Artigo 3:* estabelece medidas de precaução para antecipar, prevenir ou minimizar as causas das mudanças de clima e mitigar os efeitos adversos.

- b) United Nations Convention on Biological Diversity (1992): no que diz respeito às atividades de E&P, esta convenção serve apenas como base referencial, uma vez que não há particularização de qualquer atividade relacionada a utilização de recursos minerais marinhos.

*Artigos 1 e 6:* os países que estão de acordo com esta convenção devem identificar, dentro de suas limitações políticas, tecnológicas e econômicas, a diversidade biológica em seus territórios, de modo a permitir a conservação e uso

sustentado dos mesmos, além de auxiliar o monitoramento daqueles que necessitem de medidas de conservação urgente.

*Artigos 8 e 14:* os países signatários devem estabelecer áreas de proteção ambiental e produzir relatórios de avaliação de impacto ambiental.

- c) Agenda 21: reconhece que a poluição marinha é um problema a ser tratado, tanto âmbito das convenções existentes quanto na necessidade de criação e efetivação de novas regras ou legislações à medida que estas forem se mostrando necessárias.

*Capítulo 17:* diz que os Estados costeiros são responsáveis pelo tratamento das fontes de poluição marinha, sejam oriundas de terra ou mar. O capítulo prossegue tratando das medidas de controle da degradação do meio marinho relacionadas a atividades baseadas no mar (medidas específicas para tratar da poluição *offshore* em plataformas).

Ainda cabe aos Estados costeiros a avaliação da poluição ocasionada por navios em **Áreas Marinhas Particularmente Sensíveis** (PSA), definidas como: *áreas que necessitam de proteção especial através da ação da IMO devido a sua significância reconhecida por razões ecológicas, sócio-econômicas ou científicas e que podem estar vulneráveis a danos devido a atividades marinhas.* As PSA foram projetadas para existir em locais onde o controle sobre as atividades marinhas são mais rigorosos. A aplicação do conceito de PSA pode impedir as atividades de E&P (usando de proibição) ou sujeitar estas mesmas atividades a restrições especiais, como por exemplo um regime de descarga zero.

### 3.2.1.2 - Instrumentos de Caráter Recomendatório:

Além destes diversos instrumentos, os quais possuem utilização legal internacional, existem outros, desta feita sem estarem investidos do mesmo caráter de legalidade, uma vez que não são entendidos com convenções ou tratados, mas constituem-se sim em documentos de natureza recomendatória, sugestional ou conjunto de diretrizes (*soft law*)<sup>36</sup> e que podem, dependendo da situação ou apoio de um ou mais países, vir a tornar-se, com o tempo, um instrumento legal. O que ocorre quando parte de um deste documentos (sem valor legal) é incorporado a uma legislação ou convenção já existente.

Entre os exemplos mais conhecidos de *soft law* estão: a Stockholm Declaration on the Human Environment (1972), The Rio Declaration on Environment and Development (1992) e as

---

<sup>36</sup> Estes dois artigos são responsáveis pela revisão e regulação do *flaring* e *venting* em instalações *offshore*. Com base nisso, Noruega, Holanda, além de outros países, criaram um método de avaliação de taxas de carbono de modo a controlar o uso de energia e as emissões em instalações *offshore*.

<sup>37</sup> Em oposição ao conceito de *soft law*, aplica-se a terminologia *hard law* aos instrumentos legais internacionais (convenções, tratados, etc.)

diretrizes relacionadas a E&P do United Nations Environment Programme - UNEP (1982), Banco Mundial e E&P Forum e World Conservation Union - IUCN:

- i) diretrizes UNEP: especificadas como *Offshore Guidelines* (1982). Elas estabelecem a obrigação geral dos Estados de *tomar medidas contra e limitar dentro do possível a poluição e outros efeitos adversos ao meio ambiente resultantes da exploração ou exploração offshore de HCs, assim como de outras atividades relacionadas*, dentro dos limites de jurisdição nacional. Da mesma forma, está dito que deve haver a harmonização das leis e regulações nacionais, em especial, em nível regional, levando em conta os melhores padrões e tecnologias disponíveis. Existem também quesitos relacionados à troca de informações técnicas, científicas e legais, da transferência de tecnologia, da designação de áreas protegidas a fim de salvaguardar da poluição os ecossistemas importantes e *habitats* especialmente críticos para a sobrevivência de espécies ameaçadas da fauna e flora.

Também existem provisões gerais relacionadas a autorização de operações *offshore*, avaliação ambiental e sistema de monitoramento, impacto *transfronteiriço*, procedimentos para informação e consulta, medidas de segurança, planejamento de contingência e medidas de implementação, obrigação e compensação. As diretrizes também recomendam que as operações *offshore*, incluindo o erguimento das instalações devem dispor de uma autorização prévia de autoridade nacional competente - acompanhada da Avaliação de Impacto Ambiental, mais medidas de proteção à saúde pública, fauna e flora, proteção da costa contra derrames, vazamentos e resíduos, remoção da plataforma quando do encerramento da produção (acompanhada de estudo de viabilidade técnica e econômica), além de reabilitar (quando possível) o meio ambiente.

Não obstante, ainda recomenda-se aos Estados que sejam tomadas medidas de segurança no tocante à execução do projeto, construção, colocação, equipamentos, sinalização, operação e manutenção das instalações. No caso das instalações *offshore*, deve ser dada especial atenção aos seguintes pontos:

- Equipamento do poço e dispositivos de proteção, incluindo a prevenção da explosão;
- Dispositivos para controlar o equipamento no leito marinho a partir da superfície;
- Programas e procedimentos para lama, *casing* e cimentação;
- Procedimentos necessários à implementação das instalações.

- ii) diretrizes do Banco Mundial (1982): de aspecto generalista e carecendo de atualização, sendo que, atualmente estão sofrendo processo de revisão. Apresenta recomendações referentes as águas de processo, metais pesados, resíduos orgânicos e emissões.

Na questão das águas de processo, segue-se o modelo dos EUA para *offshore*, o qual permite uma descarga média de 48 mg/l por um período de 30 dias com uma taxa de descarga máxima diária de 72 g/l<sup>38</sup>. Já para metais pesados, é citado que as águas que contenham arsênico, berilo, cromo, cobre, níquel, vanádio, zinco e compostos fenólicos em concentrações acima de 100 mg/l não devem ser descarregadas no ambiente marinho. Também não podem ser adicionados aos fluidos de perfuração aditivos químicos que contenham mercúrio, cádmio ou compostos organo-metálicos.

Por fim, no que se refere à emissão de particulados, a descarga seca não deve ser maior que 100 mg/m<sup>3</sup>. Os níveis máximos de H<sub>2</sub>S não devem ultrapassar 5 mg/m<sup>3</sup> (quantidade monitorada por equipamentos e alarmes). Não há definição quanto aos teores de SO<sub>2</sub>. Dependendo da qualidade do ar ambiental, os limites podem variar de 100 µg/m<sup>3</sup> a 500 µg/m<sup>3</sup>.

- iii) diretrizes da indústria petrolífera (preparadas em conjunto com International Association of Geophysical Contractors - IAGC + E&P Forum e IUCN): contém disposições sobre operações em florestas tropicais, gerenciamento de resíduos, descomissionamento, operações em áreas de mangue e disposição de resíduos em poços (*downhole*). Apresenta também uma metodologia para estimativa das emissões atmosféricas derivadas de E&P em ambiente *onshore* no Ártico e Sub-Ártico, sendo que uma metodologia para *offshore* na mesma região ainda está em preparação.

O objetivo principal destas diretrizes é criar um conjunto de normas ambientais que sejam aceitas internacionalmente e que digam respeito ao *offshore* do Ártico e Sub-Ártico. As normas propostas apontam para a criação de sistemas de planejamento e gerenciamento ambiental, além da delimitação dos métodos de controle ambiental e identificação dos impactos potenciais. Ainda dentro do proposto, indica-se a necessidade de tratamento das águas salobras e sugere-se a reinjeção como um método potencial para tratamento de resíduos, especialmente água de processo. Por fim, prevê-se que o EIA deve ser realizado antes do início das atividades. Neste documento, deve haver referência quanto à forma de disposição dos rejeitos durante a exploração e produção. O formato destas diretrizes, no momento denominadas de Healthy, Safety and Environmental

---

<sup>38</sup> A tendência atual é de manter os limites de água de processo (óleo + graxa) em torno de 10 mg/l.

Management Systems - HSEMS está em concordância com o Environmental Management System - SEM / ISO 14000.

### 3.2.1.2.1 - *Instrumentos Regionais:*

O papel dos instrumentos regionais referentes à exploração dos recursos marinhos é reconhecido pela UNCLOS (1982) e por uma convenção posterior a Barel Convention on the Control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes and Their Disposals (1989).

Das cerca de vinte convenções marinhas atuais, a de maior abrangência é a da UNEP que permite a particularização das atividades poluentes com base em características e instrumentos regionais para o combate à poluição marinha, pois cobre 130 países e 10 mares regionais. Os critérios para a definição de áreas de aplicação foram definidos no Regional Seas Programme de 1974. No entanto, existem convenções que se ocupam de uma escala menor, como, por exemplo, o Mar Negro. Todavia, de modo geral, estas convenções regionais são pouco específicas e, muitas vezes, limitam-se a dar ciência de aspectos gerais referentes às atividades de exploração de recursos naturais conduzidas no meio marinho.

Não obstante, existem exceções, sendo a obrigação de concessão de autorização para E&P, elaboração de EIA e plano de disposição de resíduos, uma característica comum às convenções regionais que estabelecem limites - áreas de atuação - para atividades envolvendo HCs, sejam reais ou potenciais. Estes instrumentos são referentes ao Mar Báltico, ao Atlântico NE, ao Golfo Pérsico (mais especificamente o Árábico) e Mar Mediterrâneo. Estas convenções aplicam-se aos seguintes mares:

- Mediterrâneo;
- Golfo Pérsico (Árábico);
- Mar do Caribe;
- África Ocidental e Central;
- África Oriental;
- Ásia Oriental;
- Mar Vermelho;
- Golfo de Aden;
- Pacífico Sul;
- Pacífico SE;
- Atlântico SW.

Em seguida, discute-se as convenções regionais mais importantes, com base em áreas de abrangência física, características legais e viabilidade de aplicação para o Mar Báltico, o Atlântico NE, Golfo Pérsico/Árábico:

1) Mar Báltico: as atividades de E&P, bem como prevenção e controle da poluição na região do Mar Báltico são objeto de preocupação desde a Convenção de Helsinki de 1974. Todavia, uma nova Convenção de Helsinki, desta feita ocorrida em 1992, tornou obrigatória a aplicação de

medidas para a prevenção da poluição marinha resultante da exploração do leito, *subsolo* marinho ou de qualquer outra atividade associada (*Anexo VI, Helsinki / 1992*).

Os procedimentos de prevenção devem ser executados segundo as jurisdições territoriais e legais de cada país. Além disso, o referido anexo estabelece a os princípios de execução com base em EIA, *Tecnologia Mais Adequada* (Best Available Technology) - BAT e *Melhor Prática Ambiental* (Best Environmental Practice) - BEP, descargas em fase de exploração e exploração, relatoria e troca de informações, plano de contingência e abandono.

1.a) BAT e BEP: [*Anexo II, Artigo 3 (1)*]. Surgiram em 1992 na convenção de sucedeu a de 1974. Define BEP *como o conjunto medidas a serem aplicadas que apresentam como mais apropriadas a uma dada situação*. No caso das atividades *offshore*, as medidas mais apropriadas são:

- desenvolvimento e aplicação de *Códigos de Boa Prática Ambiental* cobrindo todos os aspectos da atividade d exploração ao longo da vida produtiva do projeto;
- a disponibilidade de coleta e sistemas de disposição;
- economia de recursos, incluindo energia;
- reciclagem, recuperação e reutilização;
- evitar a utilização de substâncias danosas e produtos, bem como a geração de resíduos perigosos;
- aplicação de instrumentos às atividades, produtos e emissões;
- um sistema de licenciamento envolvendo uma faixa de restrição ou banimento.

O citado anexo ainda requer que na determinação dos casos gerais ou individuais, em que serão empregadas BEP, seja dada importância aos princípios operacionais do projeto, ao risco ecológico associado ao produto e a sua produção, uso e disposição final, avanços e mudanças no entendimento e conhecimento científico, mais implicações sociais e econômicas.

Por sua vez, o BAT está definido como: *o último estágio de desenvolvimento (estado da arte) do processo, das facilidades ou dos métodos de operação que indicam a adequabilidade de uma medida particular para limitar descargas*. Os critérios utilizados para determinar o que é uma BAT incluem:

- processos comparados, facilidades ou métodos de operação que tenham sido recentemente experimentados com êxito;
- avanços tecnológicos e mudanças no conhecimento científico e entendimentos;
- a natureza e o volume das emissões consideradas;
- tecnologia de baixo resíduo ou sem resíduo;
- o princípio operacional.

1.b) EIA e Monitoramento: a Convenção de Helsinki de 1992 tornou obrigatória a realização do EIA para qualquer atividade *offshore*, seja exploração seja exploração. Por sua vez, o monitoramento se dá com base nos possíveis impactos ambientais. Os seguintes fatores são avaliados quando da elaboração de um Estudo de Impacto Ambiental, além de serem considerados ao longo do monitoramento:

- a importância da área para a fauna selvagem, pesca ou terrenos de desova, ou para aquacultura;
- importância recreacional da área;
- a composição dos sedimentos;
- a abundância da diversidade da fauna bentônica e o teor de HCs alifáticos e aromáticos.

1.c) Regulação das Descargas: considera-se descarga *qualquer fluido (descarga) com óleo, lixo e/ou esgoto*.

1.c.1.) descargas contaminadas com óleo: reguladas pelo *Anexo VI* que controla as descargas operacionais em plataformas, tanto na fase de exploração quanto exploração. Entende-se como descargas contaminadas com óleo os seguintes compostos:

- *lama de perfuração com base óleo ou lama que contenha uma substância perigosa*. Estes materiais devem ser de uso restrito segundo a necessidade técnica, geológica ou de segurança, sendo para tal necessária uma autorização emitida por autoridade nacional competente;
- *lama de perfuração com base óleo e resíduos de perfuração associados a lama*. O despejo no mar deste composto é proibido. O mesmo deve ser tratado ou disposto em um local *onshore* ambientalmente aceitável;
- *a descarga de lamas com base água e resíduos de perfuração* pode ser autorizada, desde que o teor seja de baixa toxicidade;
- *a descarga de rejeitos de perfuração a partir de lamas com base em água* não é permitida em áreas particularmente sensíveis do Mar Báltico, como áreas rasas ou confinadas e áreas com ecossistemas rasos, valiosos ou particularmente sensíveis;
- *todos os químicos e materiais* utilizados durante a fase de exportação devem ser trazidos para terra e só podem ser descarregados (excepcionalmente) após permissão individual para cada operação específica;
- *a descarga de água de processo ou de outra origem* fica proibida a menos que seu teor de óleo não exceda 15 mg/l medidos pelos métodos de análise e amostragem adotados pela comissão;

- um valor limite mais elevado, que não deve exceder 40 mg/l, pode ser permitido pela autoridade nacional, se o padrão acima não puder ser obtido pela utilização de BEP e BAT;
- a descarga permitida não deve, em qualquer caso, criar efeitos danosos ao ambiente marinho.

1.c.2.) lixo e esgoto: (*Anexo IV*) fazendo referência ao *Anexo V* da MARPOL. A descarga de esgoto no mar é proibida, a menos que esteja cominuído e desinfetado por um sistema previamente aprovado e a descarga seja feita a uma distância de mais de 4 milhas náuticas da terra mais próxima. O esgoto não-tratado pode ser descarregado a uma distância maior que 12 milhas náuticas, estando o navio em rota e numa velocidade não inferior a 4 nós. Em qualquer caso, o esgoto não deve ser armazenado em tanques de contenção. As descargas podem ser permitidas desde que haja uma planta de tratamento (autorizada por autoridade competente). Não obstante, os efluentes não devem produzir sólidos visíveis flutuantes ou causar descoloração da água.

2) Atlântico NE: antes da aprovação da OSPAR<sup>39</sup> (1992), entendia-se que a poluição operacional *offshore* era considerada como fonte baseada em terra, logo era coberta pela Convenção de Paris (1974), denominada de Prevention of Marine Pollution from Land-based Sources, esta, no entanto, totalmente voltada para atividades *onshore*.

A convenção de Paris visava limitar a poluição do ambiente marinho para substâncias danosas, através de programas conjuntos ou individuais. Havia também padrões e regulações específicas sobre a qualidade do ambiente, descargas na área marítima, bem como composição e utilização de substância e produtos.

Por sua vez a OSPAR, admite a prevenção e eliminação da poluição *offshore*, e embora indique a necessidade de utilizar-se de BAT e BEP. Todavia, não há menção a padrões ou requerimentos, o que a torna generalista (*Artigo 5, Anexo III*).

2.a) Regulação das Descargas: A convenção de 1974 não apresentava nenhum item específico para operações *offshore*. Todavia, imaginava-se que a convenção substituída contemplaria este ponto, o que realmente aconteceu (OSPAR, *Artigo 15*). Assim, a convenção de 1992, reveste-se dos meios de diminuir ou eliminar a poluição com base em terra e de certos aspectos da poluição operacional (águas de processo com óleo, lamas e rejeitos de perfuração).

Ainda dentro do disposto pela OSPAR (*Anexo III*) há a proibição do *dumping* de resíduos ou de qualquer outra matéria de instalações *offshore*. Esta proibição não se aplica, contudo, a descargas e emissões destas mesmas instalações. O uso, descarga ou emissão de fontes *offshore* de substâncias que podem atingir ou afetar a área marinha, está estritamente sujeita à autorização ou regulação por autoridade competente das partes-Estado.

Existe, ainda, uma série de declarações regionais que cooperam estreitamente com o que foi estabelecido pela OSPAR. Estes instrumentos devem, parcialmente, sua origem às diversas discussões que trataram da exploração de recursos naturais e proteção do Mar do Norte. Os referidos instrumentos são:

- *Declaração de Bremen*: diz que qualquer equipamento técnico utilizado em atividades *offshore* deve ser construído e operado em conformidade com a melhor tecnologia disponível;
- *Declaração de Londres*: trata da questão da poluição por lamas e rejeitos de perfuração;
- *Declaração de Haia*: trata das tentativas de eliminação da poluição marinha causada por rejeitos de perfuração e óleo contaminante;
- *Declaração de Esbjerg (1992)*: convidou a OSPAR a investigar a extensão e os efeitos da poluição causada por água de processo, além de desenvolver as descrições de BAT e BEP por meio da revisão da recomendação Paris Commission on Operational Pollution - PARCOM 92/6.

3) Golfo Pérsico/ Arábico: o instrumento regulador desta região consiste no Kuwait Regional Convention for Cooperation in the Protection of the Marine Environment (1976), o qual obriga as suas partes a "*tomar todas as medidas apropriadas para prevenir, reduzir e combater a poluição resultante da exploração e exploração do leito do mar territorial e em seu subsolo e plataforma continental, incluindo a prevenção de acidentes e o combate das emergências de poluição resultando em dano ao ambiente marinho*". Não obstante esta convenção, foi aprovada uma outra, em 1989, que trata especificamente da poluição marinha resultante da exploração e exploração em plataforma continental<sup>40</sup>.

3.a) Sistemas de licenciamento: nenhuma operação *offshore* pode ser conduzida sem licença emitida por autoridade competente após a submissão de um EIA, o qual pode determinar se a operação proposta tem potencial poluidor .

Também determina-se a preparação de um Relatório de Impacto Ambiental que leva em consideração as diretrizes da ROPME: tipo de operação e circunstâncias que podem causar risco significativo de poluição. Neste caso, o estado pode requerer informações sobre do ambiente marinho e da vida aquática antes do início da operação proposta. A pesquisa tem de ser conduzida por um corpo independente aprovado por autoridade competente.

3.b) Regulação das descargas: o protocolo cobre sem muito detalhe todos os aspectos dos efeitos ambientais adversos das atividades *offshore*: poluição operacional, emergências, poluição accidental e abandono. O protocolo especifica os tipos de descargas

---

<sup>39</sup> Quando foi realizada a Convenção de Paris, em 1974, já ficou previsto em seus dispositivos que esta seria sucedida (e revogada) por outra, no caso a OSPAR de 1992.

<sup>40</sup> A aprovação desta convenção tornou o Kuwait o primeiro país a elaborar uma regulação específica para proteção e preservação da plataforma continental.

poluidoras como óleo e águas com óleo, fluidos de perfuração com base em óleo, lamas de perfuração com base em água, substâncias químicas, lixo e esgoto:

3.b.1.) descargas contaminadas com óleo: (Artigo IX), compreendendo os seguintes pontos:

- proibi-se as *descargas de máquinas de drenagem* no interior de "áreas especiais", a menos que o teor de óleo não exceda 15 mg/l sem diluição;
- nenhuma outra *descarga de instalação offshore*, exceto aquela derivada de perfuração, deve ter um teor de óleo (não diluído) maior que o estipulado pela ROPME (40 mg/l) como média mensal e 100 mg/l em qualquer tempo;
- os pontos de descarga devem ser abaixo da superfície do mar;
- todas as precauções necessárias devem ser feitas para minimizar as perdas de óleo e gás coletado ou *flared* em testagem, de poços.
- os *fluidos de perfuração com base óleo* não serão usados em perfuração, exceto com a expressa sanção de uma autoridade competente;
- se for usado *fluido de perfuração com base óleo*, os rejeitos de perfuração devem ser tratados para minimizar o teor de óleo antes da disposição, a qual tem de ser realizada sob a superfície;
- as *águas de lavagem* não podem ser descarregadas em qualquer lugar, mas sim transportadas para mistura com rejeitos de perfuração;
- a descarga de *fluidos de perfuração* com base óleo é proibida;
- as descargas de *lama de perfuração com base água* não devem conter toxinas sistêmicas persistentes, que possam representar uma ameaça ao ambiente.
- se o teor de óleo for maior que a concentração permitida, o operador é instado a provar que ela se deveu a algum acidente ou outra causa além do seu controle, e que todas as precauções possíveis foram tomadas para evitar o excesso.

3.b.2.) químicos: os operadores devem possuir um Plano de Uso Químico, aprovado por autoridade competente. O objetivo é proibir, limitar ou regular o uso de um químico ou de um produto e impor condições de armazenamento e uso (segundo a ROMPE).

3.b.3.) lixo e esgoto: (Artigo X), estabelece que os estados são obrigados a providenciar instalações para receber o lixo geral. Os operadores têm de

possuir sistemas adequados para coleta e disposição de substância ou artigos indesejáveis, com instruções para uso e penalidades adequadas, além disso, estabelece que:

- fica proibida a disposição de todos os plásticos, incluindo mas não limitado a cordas sintéticas, redes de pesca sintéticas e sacos de lixo;
- igualmente está proibida a disposição de qualquer outro lixo, incluindo produtos de papel, trapos, vidros, garrafas de metal, *dunnage*, *lining*, material de empacotamento, talheres e material utilizado em refeições;
- a disposição dos rejeitos de comida deve ser tão longe quanto possível da terra e nunca menos de 12 milhas da terra mais próxima;
- as instâncias mais severas se aplicam quando o lixo é misturado com outras descargas, tendo diferentes disposições ou diferentes descargas associadas;
- a descarga de esgoto de uma instalação permanentemente guarnecida por dez ou mais pessoas não deve ser permitida a menos que:
  - ✓ tenha sido cominuída e desinfetada (por um sistema já aprovado) e descarregada a uma distância de mais de 4 milhas náuticas da terra mais próxima;
  - ✓ descarregada a uma distância de mais de 12 milhas náuticas da costa;
  - ✓ tenha passado em planta de tratamento (com aprovação de autoridade competente), e em qualquer caso, a descarga não deve produzir sólidos flutuantes visíveis ou descoloração da água circundante.

4) Mar Mediterrâneo: a convenção que trata desta região é conhecida oficialmente como Protocolo 1994, tratando-se na realidade de um adendo à Convenção de Barcelona (1976). Apresenta previsões detalhadas sobre autorizações para exploração e exploração *offshore*, regulação de poluição operacional, medidas de segurança e situações de emergência, remoção das instalações, áreas especialmente protegidas, etc.

4.a) Sistemas de Regulação: fica estabelecido que deva haver um sistema de autorizações para atividades *offshore*, incluindo o erguimento de instalações. A autorização deve levar em conta os possíveis efeitos sobre o meio marinho. Se houver a possibilidade de danos, a autorização pode ser negada. A necessidade de um EIA é avaliada caso a caso, sendo a requisição feita por autoridade competente em vista da natureza, escopo, duração e métodos técnicos empregados nas atividades a serem empreendidas e nas particularidades de cada área. As requisições de autorização devem incluir:

- uma pesquisa concernente aos efeitos das atividades propostas no meio ambiente; a definição precisa das áreas específicas e das atividades propostas;
- medidas de segurança, planos de contingência do operador, procedimentos de monitoramento, bem como planos de remoção das instalações;
- precauções para a proteção de áreas específicas e seguro ou outra medida financeira para garantir obrigações legais.

4.b) Regulação das Descargas: emprega-se o BAT, segundo padrões internacionais relacionados a resíduos, uso, armazenagem e descarga de materiais e substâncias nocivas.

4.b.1) Descargas contaminadas com óleo: definidas como *óleo, misturas oleosas, fluidos de perfuração e rejeitos*, os quais devem ser tratados e dispostos de acordo com padrões formados formulados e adotados pelas partes. E, embora o protocolo estabeleça os níveis máximos de teor de óleo permitidos em descargas operacionais, todavia não apresenta um nível máximo permitido para fluidos de perfuração e rejeitos. No entanto, os Estados estão obrigados a adotar padrões comuns (*Anexo V*), como:

- *drenagem de máquinas* = 15 mg/l (não-diluída);
- *para água de processo* = 40 mg/l como média mensal, mas que não exceda 100 mg/l em qualquer tempo.

Os derrames de óleo em grande quantidade derivados de processos operacionais ou de *drenagem de plataforma* devem ser contidos, desviados e tratados como parte do produto, enquanto o restante pode ser tratado num nível aceitável antes da descarga. Resíduos oleosos e *lamas* devem ser transportados para praia e todas as precauções necessárias devem ser tomadas para minimizar a perda de óleo no mar a partir de óleo coletado ou *flared* em testagem de poço. Em adição, deve ser assegurado que qualquer gás resultante das atividades de óleo será *flared* ou utilizado de maneira apropriada. A utilização e disposição de fluidos de perfuração com base água estão sujeitas ao Plano de Uso Químico. A disposição dos *rejeitos de perfuração* deve ser feita em terra ou no mar em lugar apropriado designado por autoridade competente.

Os *fluidos de perfuração com base óleo* somente podem ser usados se a toxicidade for suficientemente baixa, com base em permissão dada ao operador. A disposição desse fluido no mar é proibida. Os *resíduos de perfuração* somente podem ser dispostos no mar com equipamento de controle e a descarga tem de

ser abaixo da superfície (teor < 100 g óleo/ kg rejeito). A disposição destes resíduos é proibida em áreas especialmente protegidas.

4.b.2.) Compostos químicos: as substâncias ou materiais danosos ou nocivos podem ser utilizados ou armazenados sob a aprovação da autoridade competente com base no Plano de Uso Químico<sup>41</sup>. A disposição no mar é proibida, ou requer, em cada caso, uma permissão especial ou permissão anterior. O *Anexo III* também lista os fatores que devem ser considerados quando dessas permissões:

- características e composição do resíduo;
- características dos constituintes do resíduo em respeito a sua nocividade;
- características do local de descarga e ambiente marinho que a recebe;
- tecnologia disponível para resíduos;
- prejuízo potencial para o ecossistema marinho e usos da água do mar.

4.b.3) Lixo e esgoto: a disposição de lixo é proibida (plásticos, cordas sintéticas, redes para pesca de material sintético, sacos de lixo, produtos não-biodegradáveis = trapos, vidro, metal, garrafas, etc.). A única exceção refere-se a resíduos de comida sendo que sua disposição tem de ser tão longe quanto possível da costa, de acordo com regras institucionais e padrões previamente estabelecidos. Também é proibido o lançamento de esgoto de instalações permanentemente operadas por mais de dez pessoas, a menos que:

- o esgoto seja descarregado após tratamento (com aprovação de autoridade competente) a pelo menos 4 milhas náuticas da terra mais próxima ou de instalações de pesca fixas);
- se o esgoto não for tratado, a descarga pode ser realizada, desde que esteja de acordo com regras e padrões internacionais;
- a descarga pode ser realizada se o esgoto passou por uma planta de tratamento. No entanto, exige-se a certificação de autoridade competente.

---

<sup>41</sup> Semelhante ao Kuwait Protocol (1989).

Estas exceções<sup>42</sup> não valem quando os resultados da descarga resultam em sólidos flutuantes, coloração, descoloração ou opacidade da água circundante. Em casos em que o esgoto é misturado com substâncias nocivas ou danosas e os materiais têm diferentes requerimentos de disposição, aplicam-se mecanismos mais rígidos.

Ao comparar-se taxas de descarga de plataformas mais antigas com padrões de controle já estabelecidos, percebe-se que estas plataformas podem ser classificadas como poluentes. O problema se torna maior quando os padrões são estabelecidos num dado lugar, mas são transportados para outro, ou então quando o padrão é estabelecido com base numa antecipação de descarga. A tendência de um padrão estabelecido é tornar-se cada vez mais restritivo, chegando aos poucos próximo de zero. O que na prática equivale a um mínimo de descarga tecnicamente possível ou mesmo nenhuma descarga de plataforma, se possível.

Além destes instrumentos, existem outros igualmente de caráter regional, mas que tornaram-se importantes ao fornecer as bases para legislações sobre *abandono* de âmbito internacional. Cita-se como as mais importantes nesta categoria a Convenção de Oslo e a Convenção OSPAR:

- I) **The Oslo Convention on the Prevention of Marine Pollution by *Dumping* from Ships and Aircraft (1972)**: Tinha como área de abrangência o Atlântico NE, o Mar do Norte e partes específicas do Oceano Ártico. Proibia o *dumping* de plataformas fixas ou flutuantes. Este instrumento é anterior a convenção londrina de 1972, a qual trazia a definição de *dumping*.
- II) **Guidelines for the Disposal of Offshore Instalations at Sea (OSCOM Guidelines) (1991)**. Estas diretrizes foram adotadas pela Comissão de Oslo como complemento às linhas mestras da *International Maritime Organization - IMO* de 1989 (IMO Guidelines). As principais características consistem no sistema de permissão para instalação de plataformas *offshore* com análise caso a caso, mais a possibilidade de remoção parcial das instalações. As partes interessadas, ou seja, contratante e contratado participavam do processo a partir de contribuições à análise e sugestões.
- III) **Oslo and Paris Comission – OSPAR (1992)**. Esta convenção foi um aperfeiçoamento da discussão ocorrida na *The Paris Convention for the Protection of the Maritime Environment of th North-East Atlantic* (1992). A idéia central da OSPAR era resolver as divergências existentes entre as diversas convenções. Além disso, surgiu como um instrumento que fosse capaz de complementar e consolidar as convenções regionais e tratados multi-laterais de 1958 que ocorreu

---

<sup>42</sup> Em alguns casos há necessidade de recorrer-se a compostos químicos para combater poluição marinha.

em Genebra e 1972 realizada em Londres, sem, no entanto, provocar a obsolescência dos mesmos. Todavia, a sua validade ficou sujeita à aprovação da totalidade dos signatários das convenções de Paris (1974) e Oslo (1972). Em 1995, a maioria dos signatários já concordava com o esboço do documento final, o qual foi aprovado em 1997. O ponto mais importante da OSPAR é:

*Não pode haver a disposição de nenhuma instalação offshore em desuso, seja plataforma ou pipeline. Tampouco estas estruturas podem ser deixadas sem uso total ou parcialmente sem a expressa permissão de autoridade competente com base de avaliação caso a caso.*

### **3.2.1.2.2 - Interpretações Conflitantes sobre as Legislações:**

Quando há necessidade de adaptar instrumentos de aspecto geral legais às características de um país ou organização internacional, vez por outra surgem interpretações, as quais podem produzir zonas de conflitos de interesse. A seguir serão expostas as principais visões conflituosas sobre legislação referente a exploração de petróleo em ambiente *offshore* (Gao, 1997).

Quanto à Convenção de 1958: os diferentes modos de abordagem desta convenção podem ser divididos em duas correntes. A primeira defende a abordagem *total* e a segunda a abordagem *teleológica*<sup>43</sup>.

Tomando como base o disposto no *Artigo 5 (5): qualquer instalação fora de uso deve ser removida do seu local completamente*, no entanto, a partir dos anos oitenta surgiram novas interpretações, no caso a *teleológica*. Esta nova interpretação diz o seguinte: *as cláusulas dispostas em convenções (e no caso específico a Convenção de 1958) podem apresentar uma certa flexibilidade quando empregam de uma regra geral de interpretação do tratado, interpretação esta baseada em lei internacional, o que torna a obrigação de remoção um ato explícita, provocando a necessidade da remoção total da plataforma (de um ponto de vista prático).*

A visão *teleológica*, embora revestida de flexibilidade, pode vir a representar mais confusão em torno das questões sobre remoção total ou parcial, pois a interpretação com base numa lei internacional só poderia ocorrer a partir de uma lei específica para remoção ou *abandono* de plataformas, o que, evidentemente, ainda não ocorreu até o momento.

Independente das diferentes abordagens que possam surgir no que tange a interpretação da cláusula de remoção, ainda permanece o princípio claramente estabelecido que a remoção é uma regra geral, sendo isto, justamente, uma forma de preservar *outros usos legítimos do mar*, como navegação e pesca. A não-remoção ou remoção parcial além de interferir nos *usos do mar* fere a Convenção.

Quanto à Convenção LOS: aqui, à semelhança da convenção anterior há controvérsias por parte de alguns países quanto a regra de remoção, neste caso a remoção parcial, conforme o disposto no *Artigo 60 (30)*.

A Alemanha, na época Alemanha Ocidental, era contra a aplicação do referido artigo, pois ele implicava no impedimento dos *usos do mar* e possibilidade de poluição. A redação controversa dizia: *para a segurança das atividades mencionadas, assim como por razões de proteção ambiental, torna-se mandatário que haja a completa remoção das instalações offshore fora de uso ou abandonadas.*

Por sua vez, o Reino Unido adotou uma postura de nova interpretação, definida como posição revisionista sobre o *Artigo 60 (30)*. Basicamente era dito que a remoção total feria o disposto no citado artigo. O que equivale a dizer que o Reino Unido ratificava a UNCLOS II ou LOS e o cumprimento indiscutível da remoção parcial.

Já os EUA tentou unificar a regra da remoção total junto à parcial por entender que o *Artigo 60 (30)* adota o mesmo critério de remoção total do *Artigo 5 (5)* da Convenção de 1958, mas ao mesmo tempo *reconhece a existência de exceções limitadas por esta regra*. Na realidade, os EUA tentavam através desta interpretação estabelecer uma correlação entre as regras da IMO e as da LOS, uma vez que várias das disposições da Organização Marítima Internacional foram originárias dos EUA, como àquelas que tratam das garantias à navegação. Além disso, a IMO estipula que a remoção parcial é uma exceção à regra de remoção total.

### **3.2.1.2.3 - A Obsolescência de Alguns Tratados:**

Segundo a tradição do direito internacional, um costume, praxe ou uso difundido pode vir a se tornar lei se houver a manifestação favorável para tal, ou seja, expressa-se o desejo de que ela venha a se constituir em lei se for proposto e aprovado como instrumento legal. Um dos exemplos de costume que veio a se tornar legal é o casamento, que derivado do costume de dois indivíduos unirem-se para constituir uma prole passou a ser reconhecido como *celula mater* da estrutura social moderna, sendo o costume reconhecido através da certidão de união civil.

A derivação do costume em prática legal é, justamente, a base da alegação promovida por alguns países sobre o *Artigo 5 (5)* da Convenção de 1958, o qual que trata da remoção completa, tornou-se obsoleto pois não constitui mais em “costume” na legislação internacional. O principal defensor da obsolescência do dito artigo é a França, vindo a apelar em um tribunal internacional que a remoção completa e o disposto nas Convenções sobre Lei do Mar realizadas em Genebra não eram mais aplicáveis (Gao, 1997).

A decisão do tribunal foi a de rejeitar a apelação francesa, além de esclarecer que somente com a *manifesta intenção das partes de 1958* de tornarem o tratado inaplicável e obsoleto é que a

---

<sup>43</sup> Ramo da filosofia que trata da crença que tudo tem um fim (destinação, emprego) ou utilização especial.

validade do mesmo cessaria. No entanto, de um ponto de vista puramente jurídico, o *Artigo 5 (5)* permanece como regra geral entre as partes contratantes, o que faz com que o argumento da obsolescência tenha validade apenas para aqueles países não-signatários em 1958.

Outra visão sobre a aplicação da regra da remoção total refere-se ao princípio da *clausula rebus sic stantibus*, ou seja a de uma *mudança fundamental nas circunstâncias*. Este princípio é reivindicado, à exemplo do princípio da obsolescência, quando necessita-se dar um “verniz” legal às apelações em prol da remoção parcial.

### 3.2.1.2.3.1 - A Mudança das Circunstâncias Fundamentais:

Invoca-se o princípio da *clausula rebus sic stantibus* para que sejam encerradas as obrigações de um tratado. Com este fim, toma-se como base a *praxis* do direito internacional referente a *Convenção de Viena sobre Lei dos Tratados* (1969). Todavia, a aplicação deste princípio é rigidamente controlada de modo a evitar abusos na reivindicação do mesmo. A restrição serve de entendimento que a aplicação do princípio não deve servir de base para encerramento de obrigações contratuais, excetuando-se:

- Quando existem circunstâncias que indiquem a divisão das obrigações;
- Quando ocorrer modificações no escopo da obrigação ou compromisso contratual.

Para que este princípio seja aplicado, deve haver uma definição clara a respeito de como as circunstâncias mudaram no tempo e as subseqüentes mudanças que ainda ocorrerão geradas a partir das primeiras. Se a segurança da navegação e a proteção dos recursos faunísticos marinhos constituem a base de um tratado, então qualquer mudança sugerida ao tratado inicial não poderá ser aplicada antes que ocorra uma mudança nestes princípios, algo que pode levar anos.

A *praxis* mostra que as “condições que mudam” estão ligadas aos avanços tecnológicos. Com base neles é que a remoção ou mudança de uma plataforma ou de estruturas em grande profundidade é “sugerida”. Embora admita-se que, ao longo do tempo, a *remoção total* venha a tornar-se cada vez mais custosa e difícil, o princípio primário de *remoção total* ainda não foi modificado. Logo, a sua aplicação não tornou-se inválida<sup>44</sup>.

Não obstante a aplicação do princípio da *remoção total* ainda vigorar, soma-se à ele a crescente pressão ambiental para a remoção das instalações marítimas de produção de petróleo. Atualmente, qualquer legislação que seja aventada com aplicação destinada às plataformas, deverá levar em conta a questão da remoção total.

---

<sup>44</sup> Gao (1997), estimou que 98% das instalações *offshore* em operação no mundo – à época do estudo eram 7 mil – podem ser removidas dentro do atual estado tecnológico.

Por outro lado, *in legis proprio* os defensores do princípio da remoção total argumentam que se todas as mudanças possíveis fossem previstas ao longo do tempo, ou seja, aplicando-se de imediato ao contrato todas as variações da *mudança das circunstâncias fundamentais*, não poderia haver contrato, pois o mesmo já estaria encerrado antes do início de sua aplicação.

Os maiores defensores da *remoção total* são os EUA e a Alemanha, ambos insistindo na aplicação do *Artigo 5 (5)* – vide Convenção de 1958. Do lado contrário, estão a Noruega e o Reino Unido que defendem a *remoção parcial*. De modo geral, os países signatários dos acordos internacionais que abordam a questão da remoção estão a aguardar a criação ou validação de uma regra comum. Regra esta que trate da remoção levando em conta os crescentes custos do *abandono*.

### ***3.2.1.2.3.1 - A Falta de Aplicação de um Termo Contratual por Decurso de Prazo:***

Os defensores da remoção parcial dizem que devido a não-aplicação do *Artigo 5 (5)* por parte de alguns países, a remoção total tornou-se inaplicável por decurso de prazo (*desuetude*), logo perdeu a efetividade. Em termos práticos significa dizer que não é mais válido o princípio da remoção total, mesmo que um dia ele já tenha sido aplicado pelas partes contratantes.

Do ponto de vista legal, a aplicação do princípio do decurso de prazo está relacionado a certas práticas presentes no direito internacional, ou seja, trata-se de um princípio legalmente empregado por alguns países. Talvez, decorra daí a polêmica quanto à reivindicação do princípio, pois um aspecto legal particular entra em conflito com outro de caráter universal.

Basicamente, a prática internacional relata a falta de aplicação ou decurso de prazo da seguinte forma: *um antigo tratado pode cair em desuso se a aplicação dos seus princípios for negligenciada durante um certo tempo*. A terminologia *certo tempo* constitui-se na base das apelações contra o emprego do decurso de prazo, uma vez que a escala de tempo não está claramente definida, pois podem ser dias, semanas ou anos.

A International Law Commission (ILC) entende que um contrato só deixa de ser válido quando as partes falham em aplicá-lo ou invocá-lo por um longo período. O termo *longo período*, à semelhança do anterior *certo tempo*, também serve de base para contestações legais. Ainda segundo a interpretação da ILC, a invocação do princípio exige a satisfação de certas condições simultâneas:

- Interação entre as partes;
- Falhas na aplicação: por um longo período e por todas as partes.

De certa forma, pode-se argumentar que do ponto de vista dos contratantes, o decurso de prazo é a concretização no presente de um aspecto futuro do *descomissionamento*, qual seja a carência de tempo para realizá-lo. Ora, levando-se em conta que no presente ainda não ocorreu o *descomissionamento*, trata-se, então de assegurar de alguma forma a não-obrigatoriedade de fazê-lo no futuro. Mais uma vez, surge uma base para contestação legal, uma vez que clama-se pelo fim da pena antes que o fato tenha ocorrido. Sabe-se que a punição é estipulada com base no fato ocorrido e não naquele que ainda irá ocorrer, isto é, se vir a ocorrer. Clamar-se por inocência antes de cometer o delito e, posteriormente cometê-lo põe em xeque a alegação de inocência presumida, posto que a ação foi executada com base na ininputabilidade do ato.

Tanto o direito internacional quanto a jurisprudência anglo-saxônica tendem a interpretar a aplicação deste princípio de forma restrita: *a rejeição contratual não pode provir de uma parte apenas, tampouco da não-utilização da cláusula do tratado por um período de tempo*. Até o momento, a praxe jurídica é negar a aplicação do princípio sempre que ele é reivindicado<sup>45</sup>.

#### 3.2.1.2.4 – A Convenção LOS e sua Predominância:

Devido a Convenção LOS ou UNCLOS II ser posterior à Convenção de 1958, existe um grupo de países que defende a predominância do *Artigo 60 (3)* em relação ao *Artigo 5 (5)*. Assim, por analogia o preceito de remoção total não poderia mais ser aplicado. Deve-se ressaltar que, realmente, a LOS foi realizada com o objetivo de substituir as convenções anteriores, no entanto, a forma de substituição e o período em que esta vai se dar ainda carecem de definição.

Mais uma vez retornando ao ponto de observância legal baseado no direito internacional, há um princípio que rege a definição sobre contatos sobrepostos ou conflitantes. Este princípio é o *Artigo 64* da Convenção de Viena e diz o seguinte: *o último dos dois contratos deve prevalecer*. Todavia, para que haja a aplicação do referido princípio torna-se necessário que exista uma “evidência conclusiva” de que a nova regra constitui uma norma de lei internacional geral para todos os países. Em havendo a necessidade de ser reconhecida como norma, surge a base de contestação legal, pois (Gao, 1997):

- A Convenção LOS tem pouco tempo em vigor, isto é, ela vige desde novembro de 1994;
- Somente 60 Estados se tornaram signatários. A Convenção de 1958 teve um número ligeiramente menor de signatários<sup>46</sup>;
- Os países de maior importância política e maior expressividade na navegação não assinaram a LOS;

<sup>45</sup> O Reino Unido e a Noruega são reivindicadores contumazes deste princípio.

<sup>46</sup> A representatividade de uma convenção está ligada não só ao seu caráter legal, mas também ao número de signatários. Se uma convenção posterior tem o caráter de revogar a anterior, este caráter deve ser revestido de expressivo número de signatários, senão a base legalista pode ser contestada usando-se como argumento a falta de reconhecimento dos países que não assinaram o documento final.

- A cláusula de remoção parcial aparece somente em algumas legislações nacionais;
- Embora as técnicas de remoção parcial sejam conhecidas e a prática já esteja estabelecida, no entanto, ainda não existe uniformidade quanto à sua aplicação.

Alguns juristas argumentam que é difícil definir o momento preciso em que uma nova regra é aceita como prática legal<sup>47</sup>. Disto resulta que a nova regra não vem à tona até o momento em que haja um estado de prática geral em relação a ela. Sob este ponto de vista, a LOS ainda não vigora sobre a convenção anterior de 1958.

No entanto, prevendo este conflito em relação às outras convenções e acordos internacionais, a LOS declara que *esta convenção deve prevalecer, tanto entre Estados partícipes, quanto sobre as Convenções de Genebra sobre Lei do Mar de 29 de Agosto de 1958*. Todavia:

- A validade da LOS em relação às outras é somente uma questão a mais entre os vários pontos de discordância entre os diversos países signatários de diversas convenções;
- A superposição entre os dois tratados é sutil;
- Cerca de 2/3 da comunidade internacional não são signatários da Convenção LOS. Entre os que não a assinaram estão USA, UK, França, Rússia e China, sendo que estes países defendem que a convenção anterior (1958) ainda está em validade. O que contradiz a posição do Reino Unido em favor da remoção parcial.

### 3.2.1.2.4.1 - Países, Posições Nacionais e o Abandono:

Ainda não existe uma unificação legal universalmente aceita para tratar do problema do *abandono*. Por outro lado, diversos países possuem a sua própria legislação sobre o tema, cada qual com interpretações diversas sobre as mais diferentes questões. Até o momento, os países signatários da Convenção de 1958 têm conseguido fazer prevalecer a validade da mesma em relação a LOS. No entanto, poucos países defrontaram-se com o problema do *abandono* em larga escala e/ou da remoção total<sup>48</sup>.

Os USA, signatários de 1958, defendem a aplicação do princípio da remoção total e são apoiados pela Alemanha e Bélgica, os quais, no entanto, não assinaram a referida convenção. A França e Holanda, também são a favor da remoção total mas entendem que pode haver casos em que a remoção parcial seja mais desejável. Por outro lado, o UK e a Noruega são contra a remoção total e defendem a remoção parcial. Para aumentar ainda mais a confusão, Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Holanda, Espanha, Suécia e Portugal assinaram a OSPAR que prevê o banimento do *dumping* de plataformas.

<sup>47</sup> Um exemplo a ser relatado é o da EEZ, a qual se tornou parte integrante do direito internacional antes que o tratado referente ao tema tenha entrado em vigor.

<sup>48</sup> Na realidade, o *abandono* em larga escala só ocorreu na costa dos EUA e no Golfo do México, sendo relativamente recente no Mar do Norte.

### 3.2.1.3 - As Divergências na Prática da Aplicação do Princípio do Abandono:

Fazendo-se um apanhado geral dos diversos pontos divergentes existentes sobre o *abandono* e remoção, seja parcial ou total, observa-se que são pontos recorrentes o questionamento da vigência da *Convenção de 1958* e as disposições da IMO.

Como já foi visto anteriormente, diversos países vêm tentando fazer com que o princípio da remoção total - *Artigo 5 (5)* da *Convenção de 1958* – tenha a sua validade anulada. Todavia, não obtiveram sucesso até o momento. Esta posição contrária à remoção total tem uma orientação claramente econômica, pois a base das justificativas para remoção parcial sempre insiste no ponto dos custos elevados da remoção total. Percebe-se que independente da pressão ambiental exercida para o cumprimento do referido artigo e da existência de pronunciamentos legais asseverando a validade do mesmo, a contestação ainda vai persistir por um bom tempo.

Os defensores da remoção parcial também apontam o conflito existente entre a validade do *Artigo 5 (5)* e o *Artigo 60 (30)*, este último da LOS. Enquanto o primeiro trata da remoção parcial, o segundo versa sobre a remoção parcial e, além disso, como a LOS ou UNCLOS II é posterior à *Convenção de 1958*, logo esta perdeu a validade pois foi sucedida por uma mais nova. No entanto, o total das partes de 1958 ainda não ratificou a LOS, assim como diversos signatários da LOS ainda não confirmaram a sua posição de acatá-la em detrimento da anterior. Os clamores legais que pedem a aceitação do *Artigo 60 (30)* sempre têm esbarrado na confirmação da validade do *Artigo 5 (5)*.

No que diz respeito a IMO, as pendências referem-se mais a forma como o problema do *abandono* é tratado no que diz respeito a sua abordagem e solução. Os países reclamantes dizem que há uma preocupação maior com a navegação do que com danos ao ambiente. Além disso, como tratam-se de diretrizes, isto é, as disposições do Organização Marítima Internacional não têm valor de aplicação legal, os países podem acatá-las ou não. Os pontos controversos são os seguintes:

- Não existe qualquer previsão quanto ao destino final das estruturas, especialmente dos gasodutos e oleodutos;
- Há um forte viés para assegurar a navegação marítima, mas em muito pouco cita-se a manutenção das condições adequadas para pesca.

Além disso, observando-se esta discussão de um ponto de vista jurídico, percebe-se que qualquer contestação legal poderá tomar como base a falta de critério definido para *abandono*. As recomendações da IMO não se prendem a qualquer convenção reconhecida. Logo, qualquer signatário da LOS pode protestar contra a aplicação de tais diretrizes, uma vez que a referida convenção da ONU reconhece as convenções internacionais. Esta “livre escolha” sobre como

proceder à destinação final de plataformas, incluindo-se gasodutos e oleodutos, entra em confronto com a atual tendência mundial de buscar-se por uniformidade nos procedimentos relativos sobre remoção, seja total ou parcial.

Não obstante, apesar de todas as discussões em torno da aplicação dos *Artigos 5 (5) e 60 (30)* faz-se, no presente, uma revisão das disposições de *dumping* estabelecidas na Convenção de Londres, revisão esta conduzida por um *Energy and Environment Directorate*, pois objetiva-se relacioná-la aos enunciados da OSPAR, ou seja, o banimento do *dumping* de plataformas. Em outras palavras, apesar da forte oposição do Reino Unido e da Noruega, a tendência mundial é de optar pela remoção total, enunciando as normas na forma de *Community Rules* para possuírem valor legal.

### 3.3 - A Estrutura Legal do Abandono no Reino Unido:

Com o objetivo de mostrar detalhadamente os diversos componentes de uma legislação sobre *abandono*, procede-se a uma particularização da legislação britânica, uma vez que ela é, até o momento, a que apresenta a melhor estruturação referente aos diversos aspectos que envolvem a remoção total ou parcial de plataformas. Para tal, a abordagem que segue basear-se-á em dois pontos principais: o primeiro é a situar a legislação do Reino Unido em relação às demais. Já o segundo, preocupa-se em descrever a documentação existente sobre o *abandono*.

#### 3.3.1 - Lei Britânica X Leis Internacionais:

Excetuando-se a LOS ou UNCLOS II (1982), o Reino Unido é signatário de todas as outras convenções sobre exploração de recursos naturais marinhos. A despeito deste histórico, nos últimos anos a Grã-Bretanha vem insistindo na questão da remoção parcial. Todavia, em face a resistência apresentada pelos outros países em acolher a proposição britânica, o Reino Unido resolveu durante a última Convenção da ONU sobre o Mar (*Third United Nations Conference on the Law of the Sea – UNCLOS III, 1997*)<sup>49</sup> apresentar uma proposta alternativa (Gao, 1997; Vinogradov & Wagner, 1997):

*Qualquer instalação ou estrutura que esteja abandonada ou fora de uso deve ser removida para assegurar a segurança de navegação das embarcações... O Estado costeiro deve dar publicidade adequada da profundidade e posição de qualquer instalação ou estrutura não inteiramente removida.* Alguns juristas entendem que esta posição foi anúncio formal da prática britânica de construção de recifes artificiais a partir do *dumping* ou *afundamento* de certas partes das plataformas.

---

<sup>49</sup> Esta convenção teve como objetivo ratificar as dispositivos das duas convenções anteriores (UNCLOS I e II).

Mais uma vez, percebe-se pelo enunciado a preocupação manifesta com a segurança da navegação. Todavia, talvez cedendo às considerações relativas a custos de remoção levantadas pela indústria petrolífera, o Reino Unido veio a adotar a seguinte posição sobre o *abandono* e disposições legais sobre o tema:

*Recapitulando, portanto é nosso entendimento que as instalações abandonadas necessitam ser removidas apenas na extensão necessária para se levar em conta os legítimos interesses dos outros usuários do mar, incluindo segurança e navegação. Em certas circunstâncias, por isso, a remoção parcial ao invés da total seria justificada.*

Este enunciado, proferido em 1997, representa, desde então, a posição reivindicadora de legalidade da Grã Bretanha contra a regra geral de remoção total. Esta mesma alegação serve de base contestatória contra as convenções internacionais que regem a remoção total.

Para que seja realizado o processo do *abandono*, a legislação britânica estabeleceu uma estrutura regulatória tripartite composta por: *Model Licence*, *Petroleum Act* e *Guidelines by Department of Trade and Industry – DTI*.

*Model Licence*: consiste na emissão de uma permissão para a exploração de petróleo. Neste documento estão estabelecidas as obrigações – por parte dos licenciados – de limpeza do local de produção após a fase de extração (encerramento da produção). O ponto mais importante do documento é a que somente pode ocorrer o *abandono* de um poço após uma autorização, a qual será emitida por uma Secretaria de Estado. Além disso, ao longo da validade da permissão outras condições podem ser impostas pelo emissor. No caso de qualquer uma das cláusulas não ser cumprida, a licença ou permissão de exploração é revogada.

*Petroleum Act* (1987): documento que consolidou as disposições britânicas existentes sobre *abandono* de plataformas de petróleo *offshore*. A validade do mesmo aplica-se tanto às plataformas novas quanto àquelas em operação. Embora trate-se de um instrumento legal de consolidação, o Ato não apresenta padrões ou especificações. Ao invés disso, ele (o Ato) trabalha com princípios e regras gerais. Esta opção é justificada como a mais adequada para tornar a estrutura flexível e, assim, permitir a avaliação de caso a caso. Este documento estabelece que:

- A companhia de petróleo tem de apresentar um plano de *abandono* antecipado;
- Os parceiros têm obrigações e compromissos individuais e em conjunto;
- poder de implementar o plano de *abandono* pertence à Secretaria de Estado;
- Reconhece o direito de recuperação de equipamentos e instalações em caso de falha;
- O *abandono* irá se servir de regulações especificamente promulgadas para este fim;
- A violação das disposições do Ato implica em responsabilidade civil e criminal.

*Guidelines DTI* (1995): documento elaborado a partir de consultas com os principais interessados no problema do abandono: a indústria de pesca, de petróleo e os movimentos ambientalistas. Estas diretrizes procuraram satisfazer as demandas dos interessados, o que

resultou em falta de clareza tanto na redação do documento quanto nos aspectos de aplicação das disposições nele contidas.

Obviamente, a indústria petrolífera defende a remoção parcial. Esta posição entra em conflito com a opinião dos ambientalistas e da indústria de pesca que são favoráveis a remoção total. A indústria de pesca diz que *qualquer solução que não seja a remoção total é inaceitável*.

Como foi dito anteriormente, o referido documento carece de clareza no geral. Não há definição sobre normas e padrões técnicos a ser seguidos ou adotados para o *descomissionamento*. Tampouco há qualquer citação sobre os pontos críticos a ser abordados na Avaliação de Impacto Ambiental ou quais seriam as Opções Ambientais de Melhor Aplicação (*Best Practible Environmental Options* – BPEO). No todo, pode-se considerar que as diretrizes DTI em muito pouco contribuem para definir os procedimentos de *abandono*, pois as disposições buscam contemplar interesses diametralmente opostos como os da indústria de petróleo e a da pesca. Resumidamente, as diretrizes estabelecem:

- O Reino Unido vai tratar do problema do *abandono* em uma abordagem caso a caso;
- O Reino Unido também compromete-se a cumprir todos os acordos internacionais existentes<sup>50</sup>;
- Haverá normas específicas para o controle do *abandono* (opções de disposição alternativa, monitoramento, zonas de segurança, etc.);
- Os procedimentos de planejamento devem ser executados em quatro estágios;
- A necessidade geral de remoção dos *pipelines* menores;
- A necessidade de consulta pública com as várias partes interessadas;
- Recomendação de que não houvesse nenhuma estrutura nova no *offshore* do Reino Unido após 1º de janeiro de 1998 ao menos que a remoção completa seja possível;
- *Responsabilidade residual* e compensação aos proprietários permanentemente.

O conceito e reconhecimento da *responsabilidade residual* concretiza uma das maiores aspirações ambientalistas, qual seja, entende-se que uma indústria terá responsabilidade *ad perpetuum* sobre os danos sócio, econômicos ou ambientais que uma estrutura, instalação ou produto venham a causar, independente de haver ocorrido o encerramento da produção ou retirada do produto do mercado. Em outras palavras, implica dizer que se houver remoção parcial, o restante da estrutura que permanecerá no local - o que já representa um potencial poluidor - vir a poluir o meio marinho, o proprietário da estrutura ou instalações será responsabilizado pelos danos causados. No caso da remoção total, o potencial poluidor reside no lacramento dos poços, ou seja, o poço pode não estar bem selado e ocorrer um vazamento. Mais uma vez, a responsabilidade é do proprietário do poço. Obviamente, a aplicação deste conceito provocou protestos da indústria

---

<sup>50</sup> Tal disposição mostra a falta de clareza no teor das diretrizes. Uma vez que, em havendo o respeito aos acordos internacionais, o Reino Unido terá de realizar a remoção total, ao invés de continuar insistindo na remoção parcial.

petrolífera, uma vez que acaba com a responsabilidade física que existe enquanto a estrutura (parcial ou totalmente) mantém-se presente.

Devido às inconsistências presentes na legislação britânica, o processo de *abandono* é relativamente lento e, em geral, dirige-se para as plataformas situadas em águas rasas<sup>51</sup>. Entre os diversos abandonos já realizados, destacam-se dois pela importância:

*Piper Alpha* (1988): ocorreu o *tombamento e afundamento* após uma explosão. Todavia, o Governo Britânico fez questão de esclarecer que este tipo de “remoção” era uma questão particular, a qual não deveria ser tomada como precedente.

*Brent/Shell* (1995): o processo foi iniciado com a emissão à Shell de um licença de *dumping* com base no *Petroleum Act* de 1987. Todavia, tal operação foi impedida por uma ocupação física da plataforma. Ocupação esta comandada pelo Greenpeace. Na realidade, a ação de protesto desta ONG foi a culminação de um movimento que contou com comentários políticos no Parlamento e Câmara dos Comuns, críticas públicas de integrantes do Governo e boicotes dos negócios com a Shell.

Resumidamente, o Reino Unido tem uma postura em relação ao *abandono* que pode ser descrita da seguinte forma:

- Abordagem caso a caso;
- Posição revisionista, ou seja, remoção total X remoção parcial;
- “Certa flexibilidade” entre a remoção total e a parcial.

Mais uma vez, pode-se apontar a posição em favor do não-cumprimento das Convenções de Genebra (1958) e OSPAR (1992), uma vez que admita-se existir a flexibilidade como consequência da posição revisionista. Na realidade, a postura do Governo Britânico nunca foi muito clara. Ora anuncia que manterá os seus compromissos assumidos em convenções internacionais. Ora clama pela aplicação do princípio da remoção parcial como consta da LOS. No entanto, esquece-se de que não é signatário da LOS, logo não pode – de um ponto de vista legal – exigir o cumprimento de um princípio com o qual não concorda. A mesma dificuldade surge quando se trata das recomendações da IMO. Estas sim, contando com o apoio do Reino Unido na questão da navegação. Só que as disposições da Organização Marítima Internacional foram desenvolvidas com base na UNCLOS II ou LOS, logo podem ser entendidas como um extensão da mesma. Todavia, lembrando-se que tratam-se de princípios recomendatórios sem caráter de aplicação legal.

A postura vacilante do Governo Britânico em relação ao *abandono* provoca, ainda, certos empecilhos no aspecto internacional: a falta de definição sobre os processos de *abandono* impede a manifestação de apoio de certos segmentos políticos, especialmente àqueles ligados às causas

---

<sup>51</sup> Atualmente, o Reino Unido tem uma taxa de remoção de plataformas de 10 unidades / ano.

ambientais e indústrias que tratem de recursos naturais. A Comunidade Européia também condena a posição britânica, pois como um todo – à exceção óbvia do Reino Unido – já manifestou-se favorável a remoção total. Por fim, existem as brechas legais que permitem a contestação, em juízo, da posição revisionista, pois as convenções que tratam da remoção total ainda estão em vigor.

### 3.4 - O Custo do Abandono:

A partir do que foi anteriormente exposto, percebe-se que o mote da apelação em favor da remoção parcial tem fundamentação na economia de custos. Em outras palavras, a posição do Reino Unido ao dizer que o princípio da remoção total é inválido, provém do entendimento de que os custos de remoção total são maiores que os de remoção parcial. Embora esta posição pareça justificável, para não dizer óbvia, ela traz embutida o reconhecimento da supremacia dos interesses contábeis em detrimento dos ambientais e de segurança da navegação. A dimensão deste problema é maior quando não há definição sobre o financiamento do abandono. Se a responsabilidade legal da remoção recai apenas sobre o produtor, tendo este que arcar com os custos de remoção, parece bastante lógico que o produtor queira diminuir os gastos, pois os mesmos são entendidos como prejuízos e não como a transmissão de um passivo ambiental à sociedade. Por outro lado, quando a situação contratual permite a divisão de responsabilidades relativas ao abandono, como nos contratos de exploração celebrados entre o produtor e um país hospedeiro concedente, pode-se criar uma estrutura de concretização da remoção total. Uma vez que pode haver uma divisão de despesas (custos), ou seja, haveria a contrapartida do país hospedeiro para com o produtor para a remoção pudesse ser total e não parcial.

Do ponto de vista do provimento de recursos para permitir tanto o *abandono* quanto a recuperação ambiental, imagina-se que deva haver uma captação de recursos financeiros em algum ponto da cadeia produtiva de petróleo. Saxon (1997) estimou em US\$ 300 milhões/ano, os custos para *abandono* das plataformas americanas na região do Golfo do México. Vendo-se, então, o abandono como mais um custo, este incidirá apenas no final da vida operacional da plataforma, o que não impede que se estabeleçam mecanismos de captação de dinheiro, com vistas a se constituir um “fundo de *abandono* e/ou de recuperação ambiental”, seja ao longo de todo o tempo de produção, seja quando do encerramento da mesma (Antill & Arnott, 1994). Existem duas formas de se obter recursos para os fundos do *abandono* de plataforma (Seba, 1998):

- a) a mais comum: não há captação de recursos até que o *abandono* esteja prestes a acontecer. No entanto, antes que ocorra, pode-se recolher parte dos recursos obtidos com a venda da produção (sobretaxação) ou a partir de créditos em impostos.

Contudo, algumas vezes, essa forma de constituição de fundo precisa do auxílio governamental, pois o montante arrecadado não é capaz de atender os objetivos para as quais o fundo foi constituído.

- b) a que está se tornando a mais comum: aqui os custos de *abandono* são distribuídos em parcelas ao longo da vida produtiva, proporcionalmente, entre todas as partes envolvidas. Nessa situação, o *abandono* se torna mais um custo de operação contínua. A captação de recursos financeiros pode se dar via empréstimos ou garantias bancárias, criação de um *seguro ambiental* ou venda de ações governamentais (ações “verdes” na bolsa de valores) para a viabilização do fundo.

Existe ainda uma terceira forma, a estabelecida na Legislação da Califórnia, que confere créditos em impostos ou descontos (definidos na Lei como economia de custos), com vistas à dotação do fundo. O percentual dos créditos ou descontos variam conforme a profundidade em que se dá a exploração (Bill SB 241, 2000):

- para profundidades  $\leq 200$  ft (aproximadamente 61 m), o percentual é de 35%;
- para profundidades  $\geq 200$  ft e  $< 400$  ft (aproximadamente 61 m a 122 m), o percentual é de 50%;
- para profundidades  $> 400$  ft, o percentual é de 65%.

Apenas para fins de comparação, vê-se a seguir os custos estimados do *abandono* de estruturas na plataforma continental do Reino Unido em relação às outras etapas da produção. Estes valores se baseiam em uma taxa de desativação de dezoito (18) plataformas ao ano (Quadro 3.C):

**Quadro 3.C - Comparação dos Custos do Abandono X Custos de Exploração (US\$)**

<i>Custo estimado do abandono para os próximos trinta anos (UK)</i>	3, 52 bilhões
<i>Pico do abandono em 2008</i>	345 milhões
<i>Custo do desenvolvimento dos campos (plataforma continental)</i>	89, 70 milhões
<i>Custos de operação</i>	2, 07 bilhões/ano
<i>Custos de exploração</i>	1, 03 bilhões/ano
<i>Custos anuais</i>	2, 76 bilhões/ano

Fonte: Greenpeace, 1998.

Devido ao volume de dinheiro envolvido, a preocupação dos produtores de petróleo é diminuir ao máximo as suas responsabilidades para com o *abandono*. No entanto, cada vez mais aumentam as pressões para que haja o cumprimento do *Artigo 5 (5)* da *Convenção de 1958* que estabelece a remoção total. Assim, de modo a não permitir que a remoção parcial ganhe adeptos usando ao usar como bandeira a questão dos custos “excessivos” (na visão dos produtores), vêm

surgindo nos últimos anos figuras legais para garantir a remoção total como regra predominante do *abandono*. A principal característica desta onda contra o pleito da aplicação do *Artigo 60 (30)* da LOS é a constituição de fundos para o financiamento da remoção total. Todavia, a presença legal destes fundos ainda tem abrangência local, como por exemplo, a região do Golfo do México. Falta, ainda, o reconhecimento internacional de que este tipo de fundo é um instrumento a mais na garantia do aplicação das convenções internacionais que declararam que qualquer estrutura sem uso deverá ser removida do mar.

O próximo capítulo, tratará dos impactos ambientais relacionados à operação de plataformas *offshore*, especialmente derrames de óleo. Serão descritas as técnicas mais comuns de combate às manchas de óleo, assim como as mais usuais de recomposição do meio marinho. Ver-se-á, também, a relação existente entre certos parâmetros marinhos e a propagação da mancha de óleo.

## SÍNTESE DO CAPÍTULO III

À medida que as plataformas iam sendo abandonadas, especialmente no Mar do Norte ao longo do final dos anos oitenta e início dos noventa, foi crescendo a movimentação ambientalista que suscitava a discussão das antigas práticas do *abandono*, ou seja, o *afundamento*. Impulsionados por essa movimentação, os corpos legislativos dos países europeus que participavam da exploração *offshore*, no Mar do Norte, criaram medidas legais visando disciplinar o *abandono* e preservar o meio marinho.

Todavia, antes de alguns países transformarem em realidade as leis sobre *abandono*, ocorreu em 1958 a Convenção Internacional sobre Mar Territorial e Zona Contígua, conduzida pela ONU, que já manifestava as primeiras disposições sobre a exploração dos recursos naturais marinhos e medidas de proteção ao mar e ecossistemas relacionados. Nesta convenção, ficou estabelecido que *toda e qualquer instalação que tenha sido deixada sem uso deveria ser inteiramente removida*. À esta época, já havia a previsão da desativação e remoção total das plataformas e infra-estrutura de transporte e armazenagem, embora a exploração *offshore* não tivesse a dimensão atual.

Seguiram-se à convenção da ONU, outras, ou de caráter semelhante, ou contrárias ao princípio da *remoção total*. Posteriormente, os Estados Unidos elaborariam a sua legislação, dessa feita, com características regionais, como a legislação californiana e a do Golfo do México. A legislação estadunidense, incorporou a figura de um fundo para financiar o *abandono*. Tal fundo seria compartilhado entre produtor e contratante, sendo que há um percentual a ser arrecadado de cada barril vendido pelo produtor, de modo a financiar o fundo. O percentual em que cada barril é taxado varia segundo a profundidade de exploração.

Em 1972, ocorreu a Convenção Londrina sobre *Dumping*, que foi o primeiro específico a tratar de poluição ambiental a partir de rejeitos de E&P de petróleo e gás natural. O conceito de *dumping* também se estendeu à permanência de plataformas abandonadas no mar, mesmo parcialmente.

Em 1982, outra Convenção da ONU - Sobre Direito do Mar, viria a reforçar a de 1958, especialmente nos aspectos de proteção ao meio marinho e *remoção total* de estruturas.

No entanto, nem todos os países que exploram petróleo e gás natural em ambiente *offshore* estão de acordo com as disposições da ONU de *remoção total*. O Reino Unido é um forte defensor da *remoção parcial*, alegando que os custos da *remoção total* são crescentes em relação aos da *parcial*. No entanto, apesar das divergências em relação à *remoção total*, o Reino Unido criou uma legislação específica para o *abandono* de plataformas que favorece a *remoção parcial* com vistas à criação de recifes artificiais. Deste modo, embora possam haver discordâncias quanto às convenções da ONU, há tolerância visto empreender-se um meio de recompor o meio, após o encerramento da produção, qual seja, usar-se partes da plataforma para a criação de recifes artificiais.

Em 1992, a Oslo-Paris Commission decidiu banir totalmente as ações de *dumping* que ainda ocorriam na região do Mar do Norte, e estendeu esta disposição para o Atlântico Norte e, posteriormente para todo o planeta. Assim, desde este ano ficou proibida por esta convenção a permanência de plataformas desativadas, assim como o *afundamento* das mesmas ou de suas partes.

Já em 1995, a Organização Marítima Internacional - IMO, estabeleceu os critérios físicos para a *remoção total* e *parcial* de plataformas. Estes critérios dizem que qualquer plataforma com peso de até 4 mil toneladas e operando em profundidades de até 55 m, deverão ser totalmente removidas. Já aquelas com peso superior a 4 mil toneladas e operando em profundidades superiores a 55 m poderão ser parcialmente removidas.

Ao lado dos instrumentos legais internacionais, surgiam outros de caráter mais local ou então regionalizado, como tratados sobre o Mar Mediterrâneo ou o Golfo Pérsico. Alguns destes instrumentos, embora sirvam de referência ao direito internacional sobre petróleo, gás e *abandono*, se constituem em um conjunto de diretrizes ou possuem natureza sugestional ou recomendatória, sendo, portanto denominados de *soft law*. Já outros, que realmente possuem caráter legal, devido a possuírem reconhecimento internacional são denominados de *hard law*.

O Brasil, em princípio, como signatário da IMO vê-se obrigado a cumprir as disposições quanto às especificidades de *abandono* de plataformas, especialmente nos campos de petróleo do Nordeste. No entanto, deve-se ressaltar que, ao contrário de outros países, no Brasil não existe uma legislação regulando o *abandono* e, tampouco, um órgão ou ente responsável pela execução da desativação. Faz-se necessária então a criação tanto de uma lei quanto a definição de quem é responsável pelo

*abandono* e *remoção*. Igualmente importante é saber de que maneira será feito o financiamento da desativação e *remoção* da plataforma. Pode-se imaginar que a existência de um fundo formado a partir de uma parcela do preço do barril ou do derivado na bomba seria uma das soluções, no entanto, existem outras, como a venda de bônus verdes em bolsas de valores para promover a selagem dos poços e reciclagem ou reuso do material, ou uma tributação sobre a produção que é responsável por 50% do montante do fundo, sendo o restante responsabilidade do concedente.

## CAPÍTULO IV - OS PROBLEMAS AMBIENTAIS RELACIONADOS AO ABANDONO

### 4.0 - Introdução:

Às plataformas podem ser associados os problemas ambientais típicos da exploração de hidrocarbonetos, impactos estes que podem ocorrer sobre o substrato marinho, o lençol freático, sobre a fauna e a flora, tanto marinha quanto continental. Este contexto demonstra que, a partir da particularização dos impactos, cada um deles tem proporções e taxa de progressão distintas entre si e que podem variar segundo diversos parâmetros.

Em se considerando o abandono da produção de petróleo, deve-se ter em mente que haverá duas etapas em que há a possibilidade de danos ao meio ambiente: a primeira compreende o *abandono da produção*: em síntese, caracterizada pelo lacramento do poço ou poços produtores. Já a segunda diz respeito aos impactos decorrentes da *manutenção da estrutura plataformal* no lugar original de produção seja para afundamento, seja para a remoção da plataforma para outro local ou mesmo reciclagem do aço e/ou concreto que a compõe.

Segundo a ótica deste trabalho, a avaliação dos efeitos do abandono da produção e do reuso da plataforma sobre o meio ambiente, deve levar, necessariamente, em consideração as etapas supracitadas, bem como os possíveis desdobramentos que delas venham a ocorrer. Assim, a fim de facilitar a visualização, a primeira parte deste capítulo tratará dos aspectos gerais da poluição relacionada à produção de petróleo. Já a segunda parte, centrará atenção no tipo de poluição que está mais relacionado ao *abandono da produção*.

O conceito de poluição que é empregado neste trabalho se divide em duas interpretações: a *natural*, produto da contribuição dos processos de sedimentação, a qual consiste, essencialmente, no aporte de sedimentos às massas de água, e outra, que consiste na *antropogênica*, mais especificamente a *industrial*, representada por rejeitos industriais, manchas de óleo, etc. Na maior parte das discussões empreendidas neste capítulo e no seguinte, o termo poluição será referente àquela de origem industrial. Como este capítulo tratará dos problemas ambientais relacionados à exploração e produção de petróleo em ambiente marinho, o termo *poluição industrial* passa a ser entendido como **poluição marinha**. Gerlarch (1981), destaca que segundo a International Oceanographic Commission – IOC, a poluição marinha pode ser definida como: *a introdução pelo Homem, direta ou indiretamente, de substância ou energia no ambiente marinho (incluindo estuários), resultando em efeitos danosos aos recursos vivos, em riscos à saúde humana, causando dificuldades às atividades marinhas (incluindo pesca), e diminuindo a qualidade da água do mar, reduzindo as opções de uso para lazer (Tradução Livre)*.

Ainda segundo a IOC, as avaliações dos impactos ambientais em meio marinho são realizadas com base no seguintes parâmetro e unidades:

- a) em 01 (um) litro de água marinha, o teor médio de sal é de 35 ppm;  
b) as unidades de medição da concentração de poluentes e suas respectivas equivalências são:

$$\mu = 10^{-6};$$

$$m = 10^{-3};$$

$$n = 10^{-9};$$

**ppm** (partes por milhão =  $10^6$ ); ppm =  $\mu\text{g/g}$  (micrograma por grama) =  $\text{mg/kg}$  (miligrama por quilograma) =  $\text{mg/l}$  (miligrama por litro);

**ppb** (partes por bilhão =  $10^9$ ); ppb =  $\text{ng/g}$  (nanograma por grama) =  $\mu\text{g/kg}$  =  $\mu\text{g/l}$  =  $\text{mg/m}^3$ ;

**ppt** (partes por trilhão =  $10^{12}$ ); ppt =  $\text{ng/kg}$  =  $\mu\text{g/t}$  =  $\text{ng/l}$  =  $\mu\text{g/m}^3$ .

#### 4.1 - A Percepção do Problema Ambiental:

O abandono de plataformas ganhou repercussão internacional em 1995, quando a Shell tentou afundar a estrutura Brent Spar no Mar do Norte, jurisdição do Reino Unido, o que gerou protestos dos ambientalistas culminando na ocupação da plataforma durante diversas semanas. Até então, a política oficial do governo britânico era de abandonar as plataformas nos locais onde já se encontravam (*dumping*). O movimento de ocupação, encabeçado pelo Greenpeace argumentou que tal decisão poderia representar a criação de um efeito cumulativo, semelhante ao que ocorre em lixões, pois transformaria o mar em um local receptor de material potencialmente poluidor. Além disso, acenaria positivamente para que outras empresas exploradoras seguissem o gesto da Shell. Após pressões internacionais – dos países do Mar do Norte e dos ambientalistas, tomou-se a decisão de desativar a plataforma, rebocando-a para a costa *onshore*, ocorrendo, posteriormente, o desmantelamento da estrutura de aço. Em seguida, o aço foi utilizado na construção de um cais na Noruega, o que demonstra a viabilidade da reciclagem do material das plataformas, especialmente o aço.

Estima-se que dentro de trinta anos, cerca de 600 plataformas, atualmente em operação no Mar do Norte, vão ser desativadas (ou abandonadas). Todavia, mesmo após o exemplo Brent Spar, os governos britânico e norueguês ainda mantêm a posição oficial de fazer o *dumping* de 63 plataformas (Whitney, 2000).

Por sua vez, a Phillips Petroleum, que tem diversas plataformas no Mar do Norte, comunicou a imprensa em 1999 que planeja desativar 15 estruturas no campo de Ekofisk, destas, 14 teriam o seu aço reciclado, no entanto, uma delas que apresenta um tanque de armazenagem de concreto seria deixada no local com o objetivo de criar um recife artificial. No entanto, uma vez mais, os ambientalistas manifestaram a sua preocupação, não tanto com a permanência do tanque, mas sim das pilhas dos rejeitos de perfuração (*drill cutting piles*), que possuem a

capacidade de contaminar o meio marinho cerca de vinte anos, atingindo em especial os invertebrados marinhos.

Será visto a seguir que, além da contaminação produzida durante as atividades de E&P de petróleo e/ou gás natural, o meio marinho pode ser poluído de variadas formas e com os mais diversos poluentes.

#### 4.2 - Condutores de Contaminação para o Meio Marinho:

Quando a contaminação é percebida no meio marinho é sinal de que ela pode ter percorrido uma grande distância desde o continente até mar. Entende-se por condutores de contaminação as diversas formas de condução dos poluentes até o mar. Os condutores de contaminação são em número de cinco, a saber: rios, atmosfera, forma de disposição do lixo, vulcanismo submarino e glaciação. Os dois últimos condutores fogem ao escopo do trabalho proposto e por isso serão deixados de lado (Jickells, *et alli*, 1995).

- a) Rios: os rios contribuem com dois tipos de contaminação. O primeiro, de origem *natural*, é o transporte de sedimentos originados do trabalho erosivo dos cursos d'água. O volume de sedimento transportado e a composição irão depender das variações sazonais e da composição química das rochas e solo com as quais a água entra em contato. O segundo tipo de contaminação é de origem *antropogênica*, sendo representado pelas substâncias químicas despejadas nos rios, em geral, produzidas por processos industriais. Deve ser notado que, antes do rio despejar sua carga no mar, os compostos presentes na água vão entrar em contato com o ambiente estuarino e zonas costeiras.
- b) Atmosfera: meio condutor de particulados produtos da queima de combustíveis ou de resíduos de origem industrial. A deposição no mar pode se dar na forma de precipitação seca (particulados) ou como precipitação úmida (chuva). Em geral, este material tende a se acumular perto da costa, mas seus efeitos de contaminação podem se propagar para além da zona costeira.
- c) Disposição do lixo: a presença de lixo no mar pode provocar *contaminação aguda* se a composição do lixo reagir com compostos químicos, como os de origem industrial, por exemplo. O lixo costuma ser detectado próximo à costa, sofrendo a ação das ondas, ventos e marés. Logo, pode ocorrer tanto em *offshore* quanto em *longshore*. No entanto, a sua deposição até o assoalho oceânico está condicionada à competência da maré. Geralmente, a deposição ocorre em dias, mas a estratificação da água, ou melhor, um forte *picnoclínico*, isto é, quando a densidade da água aumenta bruscamente com a profundidade – de um a vários metros, pode dificultar o

afundamento, fazendo com que o lixo se espraie bem mais no sentido horizontal do que no vertical. A deposição, nesta situação, pode levar décadas, dependendo do tipo, densidade e composição do lixo. Independente disso, o fitoplâncton superficial pode incorporar metais pesados associados ao lixo. Com a morte do fitoplâncton e sua deposição no fundo ainda podem ocorrer reações químicas com os compostos presentes, seja no fundo marinho, seja com aqueles dissolvidos na água. Além disso, as pelotas fecais dos plânctons podem conter metais pesados que irão se depositar mais rápido que os sedimentos dissolvidos em águas superficiais (Jickell *et alli*, 1995). À semelhança do espraio horizontal do lixo, os sedimentos superficiais podem levar dezenas ou centenas de anos até chegar ao fundo, já as pelotas fecais se depositam em questão de meses, impactando a flora e a fauna *bentônica*.

#### 4.2.1 - A Determinação de Contaminação Química nos Mares:

Pode-se empregar diversos métodos para se determinar a variação da composição química marinha. Alguns se baseiam em aspectos biológicos, como a capacidade que organismos, como os corais, têm de absorver substâncias presentes na água. Já outros métodos medem a quantidade de um determinado elemento presente na água. Assim, uma variação no teor natural (ou conhecido) do elemento que está sob acompanhamento pode indicar contribuição antropogênica. Existem dois modos básicos de se realizar este tipo de medição, a saber: o primeiro consiste na medição, em amostras de água do mar, de certos elementos químicos ao longo do tempo. Já o segundo, baseia suas medidas na presença de substâncias absorvidas por organismos marinhos.

- a) Medição da presença de elementos químicos no mar: para que esta técnica seja empregada, deve-se admitir que a concentração de certos elementos químicos (P, O, N, S) varia ao longo do tempo, segundo o *ambiente*, *sazonalidade* e segundo os *ciclos biológicos* em que eles tomam parte. Por exemplo, o Cd e o Zn têm um comportamento semelhante ao do P e Si. No entanto, o seu tempo de residência no meio é muito curto, a ponto de não servirem de indicadores de influência antropogênica. Outro problema é que em mar aberto existem grandes quantidades naturais de compostos químicos, o que oblitera a medição de uma possível contribuição humana (Shaheen, 1992). O mesmo vale para as medições referentes ao Ni, Cu, Zn, As, Se, Ag, Cd, Sb, N, P, Si. Além disso, a quantificação da contribuição humana só pode ser medida a partir de um curto intervalo, pois embora este processo de medição tenha se iniciado na década de 20, somente as medidas tomadas a partir de 1970 foram feitas dentro de parâmetros controlados e com precisão científica.

Gerlach (1981), apresentou os valores-base ou de referência (*background line*) de concentração dos elementos químicos mais comuns encontrados na água marinha (Tabela 4.1). Logo, as técnicas que visam medir a poluição devem levar em conta que a diferença para mais entre o valor de referência e o obtido na análise indica poluição marinha devido a presença daquele elemento, o qual está em concentração superior àquela que, normalmente, seria a esperada ou de referência. Alguns valores apresentados diferem das concentrações normalmente apontadas na literatura. Isto se deve ao fato de Gerlach (1981) ter corrigido o valor do teor natural, eliminando a contribuição resultante da poluição, especialmente para o Pb e o Hg:

**Tabela 4.1 - Concentrações naturais dos elementos químicos mais comuns em água marinha**

	mg/l (ppm)		µg/l (ppb)		ng/l (ppt)		ng/l (ppt)
Cl	18.800	Zn	4,9	Xe	50	La	3,0
Na	10.700	Ar	4,3	Co	50	Nd	3,0
Mg	1.290	As	3,7	Ge	50	Ta	2,0
S	905	U	3,2	Ag	40	Y	1,3
Ca	412	Va	2,5	Ga	30	Ce	1,0
K	399	Al	2,0	Zr	30	Dy	0,9
Br	67	Fe	2,0	Hg	7	Er	0,8
C	28	Ni	1,7	Pb	2	Yb	0,8
Sr	7,9	Ti	1,0	Sb	20	Gd	0,7
B	4,5	Cu	0,5	Nb	10	Pr	0,6
Si	2	Cs	0,4	Tl	10	Sc	0,6
F	1,3	Cr	0,3	Sn	10	Ho	0,2
Li	0,18	Sb	0,2	Th	10	Tm	0,2
N	0,15	Mn	0,2	He	7	Lu	0,2
Rb	0,12	Se	0,2	Hf	7	In	0,1
P	0,06	Kr	0,2	Be	6	Tb	0,1
I	0,06	Cd	0,1	Re	4	Sm	0,05
Ba	0,02	W	0,1	Au	4	Eu	0,01
Mo	0,01	Ne	0,1				

Fonte: Gerlach (1981)

- b) Medição em organismos marinhos: estas medidas são feitas em diversos organismos como crustáceos e peixes, mas para efeitos de otimização dos objetivos deste trabalho, serão consideradas apenas as medições realizadas em corais e em bivalvos. Utilizam-se os corais localizados nas latitudes 30° N e 30° S. Estes corais apresentam uma taxa de crescimento anual de 2-15 mm, crescimento este que fica registrado na forma de bandas, e é justamente nelas que são feitas as medições de concentração, especialmente de Pb, Cd, Pu e C<sup>14</sup>. Já os moluscos bivalvos podem registrar a presença de elementos químicos ao longo de seu ciclo metabólico, isto é, incorporação, seleção e excreção (Shaheen, 1992). Contudo, a sua capacidade de degradação destes compostos é muito limitada. Como os bivalvos têm um período de vida muito curto, de 2 a 4 anos, o registro de contaminação nestes organismos pode

ser utilizado para monitorar as condições ambientais, pois a concentração de compostos que eles irão mostrar será muito maior que a concentração do meio circundante (Schulz & Emeis, 2000). Em 1976, os EUA, na forma do programa The U.S. National Mussel Watch Program, passou a utilizar estes moluscos como alarmes de contaminação costeira. O espectro de registro (acumulação) compreende metais pesados, radionuclídeos, hidrocarbonetos comuns e hidroclorinados sintéticos.

Além destas técnicas, existe uma outra que é baseada na determinação da concentração de elementos químicos em perfis sedimentares, também conhecida como *datação de horizontes sedimentares*. O princípio que norteia esta medição é: os perfis sedimentares devem ter uma concentração de elementos químicos semelhante àquela das águas circundantes. Com base nisto, as diferenças entre a composição da água marinha e do perfil sedimentar podem indicar contribuição antropogênica. No entanto, o grau de contaminação é indicado por meio de estimativas e aproximações, ao invés de valores absolutos.

Jickell *et alli* (1995) observam que esta técnica se aplica melhor a sedimentos costeiros finos, que apresentem uma taxa de deposição de milímetros ao ano. Todavia, os autores chamam a atenção para a interferência que a atividade bentônica, marés, correntes e tempestades podem provocar na determinação das medidas. Os resultados obtidos também podem ser influenciados por variações no pH segundo a profundidade, bem como variações nas reações redox derivadas da decomposição da matéria orgânica.

Esta técnica permite indicar um intervalo de tempo em que se processou ou se processa a contaminação do meio, contudo de uma forma muito limitada, pois embora os perfis sedimentares representem a temporalidade de centenas de anos, a precisão da técnica só pode abranger uns poucos anos, pois se baseia na presença do radionuclídeo natural  $Pb^{210}$  (Schulz & Emeis, 2000). Além disso, a determinação da concentração deste elemento químico pode ser obliterada devido a presença de Cu ou de compostos aluminosilicáticos, os quais são muito comuns em fases detriticas próximas às costas.

#### ***4.2.2 - Impactos sobre o Meio Marinho Devido a Petróleo e Derivados:***

Entendendo-se o ambiente marinho um local de exploração, fica estabelecido, a partir deste momento, que a contaminação pode ocorrer segundo diversas *etapas* e *velocidades* de propagação, a depender da *composição do meio*, *substrato rochoso*, *propriedades físicas e químicas das rochas* e *dos fluidos presentes*, assim como da *composição da substância poluente*. Entretanto, para a avaliação dos impactos sobre o meio marinho, torna-se necessário compartimentá-lo em zonas de ocorrência passíveis de contaminação, sendo que, cada uma delas

reage de forma característica à presença de poluentes. Os três principais compartimentos são descritos abaixo:

O primeiro deles, o **compartimento pelágico (água do mar)**. O qual pode estar mais ou menos sujeito a contaminação dependendo da *profundidade, salinidade, presença de microorganismos resistentes ou não ao poluente, do regime de ventos e correntes marinhas* (capazes de transportar o poluente e de influenciar a velocidade de propagação) *da composição do poluente e seu volume e densidade em relação ao volume de água presente* na área contaminada.

O segundo, o **compartimento bentônico (substrato marinho)**. O poluente em potencial pode ser absorvido pelo assoalho marinho. A velocidade dessa absorção vai depender da *porosidade e permeabilidade* do substrato em relação à composição do poluente. No entanto, a velocidade pode ser retardada se no substrato houver a presença de compostos "tampões" à presença de substâncias estranhas ao meio, especialmente se os potenciais poluentes tiverem composição ácida. O *volume do potencial poluente* também é importante, pois, quando ocorre a mistura entre os fluidos, a diluição pode retardar a absorção ou mesmo reduzir a concentração volumétrica, a ponto de a presença de um potencial poluente no assoalho marinho (dependendo da concentração) passar a ser considerada abaixo do teor que indicaria poluição.

O terceiro, o **compartimento dos organismos vivos (presença de vida marinha)**, tanto *bentônica* quanto *pelágica*. A velocidade de propagação da contaminação, assim como a absorção, podem ser afetadas pela presença de organismos capazes de absorver certos compostos presentes nos poluentes potenciais, o que pode provocar um efeito cumulativo na cadeia alimentar.

Não obstante a capacidade de absorção dos organismos ser limitada pelo tipo de componente e quantidade disponível, o mais provável é que o poluente potencial, no caso petróleo ou um derivado, interfira nos processos orgânicos ou metabólicos dos organismos, como respiração, alimentação ou reprodução, dentre outros. Certos organismos, como aqueles que vivem no substrato (*bentônicos*) podem ter a sua capacidade de absorção de oxigênio prejudicada se houver excesso de turbidez na água ou presença de um fluido que altere o padrão de circulação de água (como quando da presença de um derrame de óleo, por exemplo).

Já quanto aos organismos *planctônicos*, a presença de fluidos estranhos ao meio ou o aumento da turbidez podem afetar a cadeia alimentar marinha. Isto ocorreria devido a certos organismos *planctônicos* se constituírem na base de alimentação de organismos maiores como os peixes, por exemplo. Ainda no que se refere aos organismos *planctônicos*, alguns estudos demonstram que certos metais pesados podem ser absorvidos e dependendo da concentração dos mesmos, estes poderão ser encontrados em peixes, o que, em dependendo da escala, poderia afetar a cadeia alimentar como um todo (Shaheen, 1992).

Através dos estudos de Clarke (1994), torna-se possível traçar um painel geral dos efeitos da poluição de óleo em contato com ecossistemas e seres vivos. O autor chama atenção,

inicialmente, para os danos que a permanência do óleo no meio podem produzir. Em praias arenosas, quando o óleo derramado atinge o substrato, as condições reinantes de baixa oxigenação associadas à menor taxa de lixiviação, podem impedir a degradação bacteriana do óleo. Como resultado, a contaminação pode mostrar seus efeitos pelo tempo médio de um ano.

O mesmo autor ainda cita o caso do acidente com o navio Flórida, em 1969, que foi responsável pelo derrame de 40 mil litros de óleo em Buzzard's Bay, em Massachusetts (EUA). O óleo derramado, em conjunto com a ação dos ventos e da arrebentação, dirigiu o derrame para Wild Harbor. Lá, atingiu os sedimentos de fundo das praias. Como resultado houve a morte imediata de peixes em riachos e baías, principalmente espécies comerciais, mais mortandade em grande número de lagostas, caranguejos, camarões e bivalvos. Os efeitos tóxicos se prolongaram por vários anos, mas nas áreas menos atingidas, já havia sinais de recuperação, após decorridos dois anos.

Clarke (1994), ainda cita que os compostos aromáticos e alifáticos são muito tóxicos para a vida marinha. No caso dos plantônicos, os compostos que merecem maior preocupação são os aromáticos. Em concentrações maiores que 50 ng/g começa a ocorrer uma progressiva diminuição da fotossíntese em algas. Acima de 250 ng/g, já ocorrem alterações na cadeia alimentar dos *Arcatia*. No entanto, se as concentrações são inferiores a 50 ng/g ocorre um efeito nutritivo para o plâncton, pois a taxa de fotossíntese é aumentada.

O referido autor ainda leva suas observações para os ecossistemas. Seus estudos indicam que em zonas de vegetação fixa, como mangues, pântanos e áreas de baixa energia e competência sedimentar, existe a alta probabilidade do óleo ser capturado. Neste tipo de ambiente, os efeitos sobre os vegetais de ciclo anual pode ser: a) se as plantas estão em botão, a floração é inibida; b) se o óleo atinge as flores, muito provavelmente elas não produzirão sementes; c) se as sementes são atingidas pelo óleo, a germinação será prejudicada. De modo geral, as plantas de ciclo anual tendem a morrer. A recuperação pode levar de três a quatro estações para ocorrer. No caso de plantas com raízes de pouca penetração e com baixas reservas de nutrientes, a morte é imediata, mas aquelas com raízes mais profundas e maiores reservas podem apresentar resistência a mais de um evento de contaminação<sup>52</sup>. A resistência é demonstrada pela queda brusca da folhagem, mas seguida de uma nova folhagem e com mais viço. Mais uma vez, a indicação de que o óleo em determinadas concentrações pode produzir um efeito nutritivo. No caso mais específico dos mangues tropicais, Clarke (op.cit.) aponta a necessidade de se realizarem mais estudos neste tipo específico de ambiente, embora, seja possível haver o sufocamento da vegetação devido ao efeito de película que o óleo assume quando em contato com a superfície vegetal.

Em 1995, Jickels *et alii*, estudaram as mudanças que podem ocorrer nos mares e oceanos devido ao contato com poluição. Segundo estes autores, existem três fontes básicas de

---

<sup>52</sup> Aqui não se considera o volume de contaminação.

contaminação: a) compostos químicos orgânicos sintéticos que podem estar ou não associados a radionuclídeos artificiais; b) compostos de pouca diluição como o lixo e restos de alcatrão, e c) compostos com elementos químicos com pouco tempo de residência no meio marinho (metais pesados ou traços).

Compostos orgânicos sintéticos e radionuclídeos: oriundos de herbicidas, como o DDT, ou processos industriais, como o PCB e o CFC. O primeiro é capaz de se concentrar nos tecidos gordurosos, podendo se propagar ao longo da cadeia alimentar até atingir os grandes predadores do topo da cadeia, como por exemplo os mamíferos marinhos que possuem grandes quantidades de gordura. O PCB pode vir a se depositar no fundo oceânico, pois, em sendo absorvido, sofrerá metabolismo dentro do animal e será excretado na forma de pelotas fecais, as quais, devido à densidade precipitam rapidamente. Já o segundo composto, até o momento, não mostra registro de danos ao meio marinho. No entanto, mais estudos são necessários. Talvez a sua rápida diluição no meio devido ao baixo peso molecular contribua para a ausência de registro de impactos ambientais.

Quanto aos radionuclídeos, estes derivam dos testes de artefatos nucleares ou de acidentes como o de Chernobyl. O registro deste tipo de contaminação pode ser encontrado nos esqueletos coralinos. Todavia, a presença dos radionuclídeos irá depender da *profundidade*, pois eles tendem a se associar à água. Não obstante, a sua presença ainda pode ser notada, porém não na mesma proporção que aquela registrada nos corais. O  $H^3$  e o  $Cs^{137}$  dissolvem na água salgada e se depositam lentamente no assoalho oceânico. Os radionuclídeos mais comuns e suas respectivas meias-vidas são:  $H^3$  (2,3 y),  $Sr^{90}$  (28 y),  $Cs^{137}$  (33 y),  $C^{14}$  (560 y),  $Pu^{239}$  (24.100 y),  $Pu^{240}$  (6.580 y). O  $H^3$  e o  $Cs^{137}$  dissolvem na água salgada e se depositam lentamente no assoalho oceânico. Já o  $C^{14}$  e o  $Sr^{90}$  e os isótopos do Pu tomam parte nos ciclos biogeoquímicos e, devido a isso, têm uma velocidade de deposição mais rápida (Gerlach, 1994), (Schulz & Emeis, 2000).

Lixo e restos de alcatrão: basicamente o lixo tem duas origens, uma marinha e a outra continental. A primeira é a disposição de resíduos no mar e a segunda produto da “perda” de carga durante a navegação marítima, como por exemplo, há a estimativa de que 700 milhas de redes de pesca são perdidas anualmente na região do Pacífico Norte. No entanto, o resíduo mais preocupante é o plástico, pois possui um longo tempo de residência, ou seja leva muito tempo para deteriorar, além disso, existem poucas formas conhecidas de dispô-lo adequadamente. Geralmente, o lixo plástico se acumula em locais com pouca circulação de ventos, o que resulta em cerca de 6 milhões t/ano de lixo plástico ao mar vindo de navios mercantes. Somente os containers plásticos atendem pelo número de 500 mil/dia. Ainda existem dúvidas quanto ao efeito do lixo plástico sobre o meio marinho, mas alguns estudos apontam-no como causa de sufocamento de aves, peixes e mamíferos marinhos, assim como possível causa da diminuição da população de focas marinhas, em determinadas regiões do planeta.

Metais pesados e traços: como já foi citado anteriormente, os corais podem registrar a presença de certos elementos químicos como os radionuclídeos. No entanto, o registro destes é

marcante pois não fazem parte da composição original do meio, sendo, pois, a sua presença um indicativo da interferência humana (Shaheen, 1992). Não obstante, existem outros elementos químicos que as estruturas coralinas também podem registrar e que podem estar ou não associados à contribuição humana. Contudo, estes componentes químicos também participam dos ciclos geoquímicos naturais marinhos, o que oblitera a sua real origem se natural ou antropogênica. Estima-se que as quantidades de Cd em águas superficiais do Atlântico Norte sofreu aumento entre 1895-1995. O mesmo valendo para a presença de Zn, Cu e Ni. Estes últimos partícipes de ciclos geoquímicos naturais. Não obstante, existe um caso evidente de contribuição humana. O Pb possui um tempo de residência marinha muito curto e seu teor natural é muito baixo nesse meio. Assim, os registros de Pb apontam para a contribuição humana através da disseminação atmosférica de poluentes químicos derivados de combustíveis (Schulz & Emeis, 2000).

Obviamente, a maior ou menor ocorrência, bem como a extensão da contaminação estarão diretamente relacionadas com as formas de propagação destes poluentes. Em princípio a esfera de influência dos contaminantes está ligada à propagação através de *ondas, ventos ou correntes*. Os metais pesados podem não se acumular em um determinado local se os padrões de circulação de água, por exemplo, forem competentes o bastante para evitar a deposição por densidade. Já a presença de *água salgada, padrão de circulação e recarga do freático* pode diminuir a taxa de propagação da pluma de contaminação. Estes mesmos parâmetros podem auxiliar ou não a diluição de compostos químicos. Finalmente, igualmente importante como meio de propagação é a temperatura. A *variação térmica* pode facilitar a diluição ou dificultá-la, dependendo do composto químico. Certos compostos químicos podem perder os voláteis devido à elevação de temperatura, sendo que o resíduo não-volatizado pode ser tóxico, especialmente para a vida vegetal.

Fazendo-se um apanhado geral dos diversos poluentes industriais que podem estar presentes no meio marinho, pode-se montar um quadro resumo (Quadro 4. A) dos poluentes mais comuns, em que constam substância, fonte e risco a partir do contato humano. Com vistas à comparação dos efeitos sobre o organismo humano, apresenta-se a contaminação oriunda de fossas sépticas e esgotos.

**Quadro 4.A - Substâncias Poluentes Mais Comuns**

Substância	Fonte	Risco
Solventes clorados	Produto de poluição industrial, manutenção de máquinas. Também empregado na produção de outros compostos químicos	Câncer
Trióxido de metano	Resulta de reações químicas em água que recebeu composto clorado	Danos ao fígado e aos rins. Chances de ocorrência de câncer
Chumbo	Derivado de encanamentos velhos, restos de soldagem e baterias	Danos ao sistema nervoso, as crianças apresentam dificuldade de aprendizado e crescimento (com possíveis defeitos físicos). Risco de contrair câncer
Bifenil Policlorinado – PCBs	Resíduo de processos industriais de baixa atualização tecnológica	Danos ao sistema linfático e risco de câncer
Bactérias patogênicas e vírus	Têm origem na limpeza de fossas sépticas e derrames de esgoto	Gastroenterite aguda, meningite e outras

Fonte: Shaheen 1992

Antes de mais nada, projetos de exploração de petróleo e gás natural levados a termo em meio marinho devem considerar a particularização do *meio ou compartimento em que pode ocorrer contaminação*, no caso o compartimento *pelágico* (mar) e o compartimento *bentônico* (substrato marinho), *as formas de propagação*, que seriam através das correntes marinhas e vento, os *incorporadores da contaminação*, que são os lençóis freáticos e a cadeia alimentar, e os *efeitos sobre o meio e organismos*, como a acumulação de metais pesados em peixes e no substrato marinho ou a possível diminuição na ocorrência de fauna marinha.

Clarke (1994) estudou os efeitos dos derrames de óleo sobre as aves e animais marinhos. A partir do derrame do Exxon Valdez, que foi responsável pela morte de 30 mil aves marinhas, o autor observa que o contato do óleo com as penas das aves acaba com a impermeabilização. Depois, à medida que a ave vai permanecendo no mar, o óleo tende a deslocar o leito de ar que fica entre a plumagem e a pele, o qual é responsável pelas capacidades de flutuação e isolamento térmico. Sem isto a ave se afoga ou morre por hipotermia, pois consome as suas reservas energéticas na tentativa de manter a temperatura corporal. Dependendo do tipo de óleo e de sua toxicidade, podem surgir nas aves distúrbios intestinais, renais ou no fígado. Se o óleo for ingerido durante o acasalamento pode haver uma diminuição na taxa de postura dos ovos ou morte dos embriões.

Partindo ainda do mesmo exemplo, Clarke (op.cit.) cita que os mamíferos como leões marinhos, baleias e focas não correm risco aparente, embora existam relatos ocasionais sobre a morte de focas durante derrames de óleo. Não obstante, o autor chama a atenção para o caso das lontras marinhas que, devido a possuírem pelagem podem ser afetadas pelos derrames de forma semelhante àquela para as aves marinhas. Por exemplo, o acidente do Exxon Valdez resultou na morte de aproximadamente mil lontras marinhas.

Hershberger *et alli* (1995), estudaram os efeitos de propagação em ambiente aquoso de metais pesados e compostos aromáticos presentes nos hidrocarbonetos. Em seu estudo, os autores sugeriram o emprego de espécies vegetais com poder de absorção destas substâncias. Tal processo foi denominado de "Macrobioremediação", e pode ser empregado em ambientes lagunares, fluviais e marinhos.

Baruah & Sarma (1996), também estudaram o problema da contaminação por petróleo, só que centraram atenção sobre organismos vegetais. Inicialmente, os autores chamam a atenção para as fases em que, segundo eles, ocorre a maior parte da contaminação: *a perfuração* e o *transporte do óleo* em dutos. Os derrames que daí venham a resultar podem ocasionar:

- ❑ a redução na taxa de crescimento da vida vegetal;
- ❑ clorose e a morte das partes mais expostas como folhas, talos ou lâminas;
- ❑ a redução da germinação e brotação;
- ❑ dependendo do volume de óleo derramado, pode haver um estímulo ao crescimento vegetal, ou a completa eliminação de um ou mais tipos vegetais.

Ainda no mesmo trabalho, apontam como os parâmetros controladores da contaminação, outros que não as características fisiológicas dos vegetais, *a temperatura* e *a capacidade de diluição e lixiviação do meio aquoso*. Os autores destacam que a elevação de temperatura e os seus conseqüentes efeitos sobre a taxa de evaporação podem favorecer a formação de peróxidos e ácidos tóxicos que atacam os vegetais, além de diminuir a viscosidade do óleo, o que facilita a percolação no substrato.

Por fim, o referido estudo destaca que os derrames de óleo podem contribuir para diminuir a diversidade vegetal o que levaria a diminuições futuras sobre o volume total de nutrientes dentro do sistema em questão, resultando no enfraquecimento do suporte de vida local, tanto vegetal quanto animal. Neste ponto, o trabalho de Baruah & Sarma (1996) valida o estudo de Conides & Parpoura (1997), o qual, todavia, não foi conclusivo devido a ocorrência de nitrificação.

Conides & Parpoura (op. cit.), estudaram a dinâmica de contaminação por hidrocarbonetos em um "lago de água doce mas que recebe contribuição marinha", na realidade uma laguna. Estes autores constataram que a taxa de progressão da contaminação era influenciada pela circulação constante de água, tanto doce, produto da recarga do freático, quanto salgada oriunda da comunicação do lago com o mar.

A avaliação da contaminação nessa laguna levou em consideração três conjuntos de parâmetros:

- ❑ o *conjunto básico*: caracterizado pela medição da temperatura, salinidade, condutividade e teor de oxigênio dissolvido;

- o *conjunto químico*: representado pela avaliação da presença de nutrientes (DBO, N e P) e de metais pesados (Cu, Mn, Cd, Zn, Pb);
- o *conjunto biológico*: consistindo na avaliação da maior ou menor ocorrência de fauna *fito* ou *zooplanctônica* e *zoobentônica*.

Os autores concluíram que a presença de organismos era menor junto os locais de contaminação do que em outras partes da laguna, partes estas sem registro de contaminação<sup>53</sup>. No entanto, a laguna apresenta uma taxa de desnitrificação que pode ser entendida como produto de ação bacteriana, ou seja, a decomposição natural dos organismos presentes no lago pode contribuir, em uma quantidade não determinada pelo estudo, com a baixa ocorrência de organismos junto aos pontos contaminados. Este parâmetro, então, é questionável pois carece de precisão em definir se a maior ou menor população dos organismos está relacionada a processos naturais de degradação da matéria orgânica, ou então à presença de hidrocarbonetos.

Quanto à presença de metais pesados, o estudo entende que a concentração de metais está ligeiramente acima do que se poderia esperar em ambientes semelhantes já estudados. A hidrodinâmica no interior da laguna dificulta a acumulação de metais pesados.

Deb & Santra (1997), realizaram um estudo sobre a acumulação de metais pesados (Cu, Pb, Zn Cr) em peixes de água doce e de zonas de tratamento de esgotos. Segundo os autores, a acumulação de metais pesados depende do volume disponível dos mesmos, sendo que nas fases iniciais da contaminação, esta se processa sobre os tecidos moles dos peixes, para posteriormente, com a progressão, atingir os tecidos mais rígidos.

A absorção dos metais pesados por peixes depende de uma conjunção entre *baixa temperatura*, *salinidade do meio* e da *capacidade de absorção* de uma espécie em relação a outra. Não obstante, a taxa de acumulação nos órgãos dos peixes, especialmente cérebro, fígado e intestinos irá depender do *habitat* em que o peixe se encontra e das diferenças fisiológicas entre as espécies. Já o grau de toxicidade varia segundo a espécie de peixe, a presença ou não de outras fontes de metais no *habitat* e mudanças que venham a ocorrer no ciclo biológico dos organismos.

O estudo determinou que, para as espécies de peixes empregadas nas análises, havia uma concentração de metais pesados que variava entre 12 e 48 vezes a concentração normal, principalmente no cérebro e no fígado. Também havia concentração acima do normal nos tecidos musculares (Deb & Santra, op.cit).

Belousova *et alli* (1999), após realizarem um estudo sobre a contaminação dos aquíferos localizados sob um campo de exploração de petróleo, observaram que a composição da água subterrânea pode ser alterada devido a presença de componentes oriundos da superfície. Componentes estes, produto de derrames de oleodutos, das fases de perfuração e/ou produção ou da queima de combustíveis. Além disso, os autores enfatizam a importância da determinação

---

<sup>53</sup> A laguna não é um ambiente isotrópico, ou seja, as suas propriedades variam ao longo de sua superfície e profundidade.

da composição das rochas presentes no ambiente do aquífero, uma vez que esta irá se refletir na água na forma de sais dissolvidos. Estes sais, na realidade uma contaminação produzida por contato da água com a rocha, têm de ser separados dos compostos poluidores.

A partir dos estudos dos autores supra-citados, pode-se entender que a exploração de petróleo tem um potencial poluidor que pode atingir diversos meios. No caso particular deste trabalho, o interesse está voltado para o meio marinho.

### ***4.3 - Impactos Ambientais Relacionados à Exploração de Petróleo e Gás Natural:***

Nos itens anteriores foi observado que o meio marinho pode ser contaminado de diversas formas e não exclusivamente devido a produção e exploração de petróleo e/ou gás natural. Outras atividades, como aquelas relacionadas com o transporte de petróleo ou mesmo emanações naturais podem ser responsáveis, também, por contaminações.

Shaheen (1992) classifica em cinco, os tipos mais comuns de poluição por petróleo: i) *emanações naturais*, ii) *derrames acidentais que ocorrem durante a perfuração, produção offshore e transporte*; iii) *derrames acidentais durante as operações de carga, descarga e limpeza*; iv) *derrames acidentais próximos aos portos* e; v) *restos de óleo presentes em esgotos industriais ou água residual de processo industrial*.

As *emanações naturais* de petróleo podem ser facilmente identificadas na água devido ao seu aspecto de mancha e iridescência, sendo que a sua propagação irá depender da *temperatura sazonal, maré e regime dos ventos*. Não obstante, devido ao aspecto de mancha, às vezes os derrames acidentais de óleo no mar podem ser confundidos com emanações naturais. As manchas de origem acidental podem ser decorrentes da lavagem, limpeza ou operações de carga e descarga de óleo em navios tanqueiros, seja em alto-mar, seja próximo aos portos. Somando-se a estes, certos restos de óleo, dessa feita derivados de processos industriais têm como característica principal produzir turbidez, sem, contudo, apresentar o aspecto de mancha. Todavia, entre os exemplos citados anteriormente, este último é o que apresenta o menor grau de poluição, pois alguns dos compostos podem ser dispersos na agitação natural da água. Não obstante, a presença deste tipo de resíduo industrial na água pode ocasionar: a) dificuldades à aeração natural da água devido a formação de uma fina película de óleo na superfície; b) se em contato com vida vegetal na zona costeira pode haver o retardamento do crescimento; c) incêndios espontâneos devido ao óleo disperso sobre a água; d) causar efeitos tóxicos à vida marinha e; e) prejudicar a pesca, pois o peixe que entrou em contato com o óleo vai ficar com gosto desagradável.

O petróleo ou seus resíduos quando presentes no meio marinho podem reagir de diversas formas, as quais variam segundo a sua composição e condições ambientais circundantes. Em

geral, este tipo de contaminação tem origem em indústrias metalíferas, petrolíferas, operações de resfriamento e aquecimento, produção de alimentos, de têxteis, operações de transporte, processos de manufatura e drenagem de água pluvial. Os principais compostos identificados são: hidrocarbonetos leves e pesados, lubrificantes e fluidos de corte, compostos de limpeza e outros (miscelânea oleosa) e óleos persistentes.

Os **hidrocarbonetos leves** são representados por: querosene, gasolina, combustível de aviação, além de solventes utilizados em limpeza e desengorduramento. Sugere-se que este tipo de resíduo seja reciclado de modo a diminuir o volume final quando da disposição. Como a disposição final é complexa, pois carece de condições adequadas de armazenamento, comumente este tipo de resíduo é queimado. Assim, se a queima for inevitável, devido as emissões que ocorrem na combustão de qualquer hidrocarboneto, deve-se, ao menos, optar por um volume menor quando da incineração de modo a minimizar os danos ambientais. Este volume menor poderá ser obtido a partir da reutilização do óleo o maior número de vezes possível.

Os **hidrocarbonetos pesados** compreendem outros tipos de combustíveis como o óleo cru, óleo combustível, óleos residuais, diesel, alcatrões e asfalto para capeamento rodoviário. Este tipo de resíduo é derivado do transporte através de dutos (vazamentos), limpeza de veículos automotores e lavagem de tanques que transportam combustível.

Os **lubrificantes e fluidos de corte** se dividem em dois tipos: os *emulsificantes* como óleos solúveis, óleos de rolamento e óleo industrial para corte; e os *não-emulsificantes* como o óleo de lubrificação e graxas. Os primeiros provém de processos industriais que trabalham com metais ou empreendem processos de manufatura. Já os *não-emulsificantes* estão associados ao transporte ferroviário, comumente derivados da operação de trens em malhas ferroviárias próximas à costa.

Os **compostos de limpeza** são empregados na remoção de pó ou graxa de maquinário devido a sua composição apresentar agentes cáusticos. Embora possuam compostos emulsificadores que facilitam a sua dispersão não podem ser despejados diretamente no esgoto, pois o próprio agente de emulsão impede que os resíduos de óleo formem uma fase separada, dificultando a remoção.

A **miscelânea oleosa** é caracterizada pelos compostos de menor participação como resíduo, principalmente os fluidos hidráulicos, os quais são utilizados em processos de estamparia, equipamentos de rolagem, pintura, lixamento. Também entram nesta classificação os resíduos produzidos nas fundições, plantas químicas, refinarias e coquerias.

Por fim, os **óleos persistentes** que compreendem o óleo pesado, o óleo combustível residual, certos óleos lubrificantes, alcatrões e similares. Esta classificação representa os óleos que são tão viscosos que, às vezes, têm de ser aquecidos para voltarem à fluidez e serem removidos.

Clark (1994), estimou as quantidades anuais de petróleo e derivados derramadas nos mares. Os seus resultados sintetizados podem ser vistos na Tabela 4.2, abaixo:

**Tabela 4.2 - Estimativa anual da entrada de petróleo nos mares**

Fonte	Quantidade Milhões toneladas por ano (Mt/a)
<i>Transporte</i>	
Operação de tanqueiros	0,158
Acidentes com tanqueiros	0,121
Óleo combustível e resíduos de fundo de tanque	0,252
Permanência em estaleiro	0,004
Acidentes com não-tanqueiros	0,020
<i>Instalações fixas</i>	
Refinarias costeiras	0,10
Produção <i>offshore</i>	0,05
Terminais marinhos	0,03
<i>Outras fontes</i>	
Resíduos municipais	0,70
Resíduos industriais	0,20
Escoamento urbano	0,12
Escoamento superficial fluvial	0,04
Precipitação atmosférica	0,30
<i>Dumping</i> oceânico	0,02
	0,250
<i>Contribuições naturais</i>	
<i>Biosíntese de hidrocarbonetos</i>	
Produção por fitoplâncton marinho	26.000

Fonte: Clarke (1994)

#### 4.3.1- Mudanças Físicas que o Petróleo e seus Resíduos Sofrem:

Após o derrame, a exposição às intempéries pode provocar mudanças no estado físico do óleo. Dependendo do tipo de mudança que ocorre, o conhecimento do estado final será importante para determinar a técnica mais adequada de tratamento do problema ambiental. As mudanças mais comuns são: a evaporação, o espalhamento e *emulsificação* (Shaheen, 1992).

- Evaporação: a pressão ambiente e a temperatura fazem com que o óleo derramado perca os seus componentes mais leves, os chamados voláteis, deixando como produto um resíduo com um grau de fluidez muito baixo e alta viscosidade, o que torna difícil a sua recuperação. A velocidade de evaporação é diretamente proporcional à área espacial em que o óleo se encontra, ou seja, quanto mais rápido o óleo se espalha mais rápido ele perde componentes na evaporação. Todavia, deve-se observar que resíduos como óleos lubrificantes, restos de lavagem dos tanques e óleo combustíveis apresentam poucos voláteis. Disto entende-se que a evaporação do óleo cru é muito maior do que a dos outros tipos de resíduos.

Gerlach (1981), estudou as mudanças que as frações componentes do petróleo sofrem em sua concentração naturalmente, segundo uma faixa média de temperatura anual, qual seja, entre 13°C e 24°C para a costa da Carolina do Sul (EUA) e segundo a distância da costa. Distância esta dividida em três zonas: estuário, costa e mar aberto. Os resultados obtidos demonstram o tempo que as frações de petróleo levam para a *biodegradação* em número de dias. O autor chamou de *meia-vida* o tempo decorrido para a *biodegradação*. Neste estudo, Gerlach (op. cit.) entendeu que a *meia-vida* de uma fração de petróleo é o tempo que ela leva para ser incorporada ao meio. A Tabela 4.3 abaixo, mostra os resultados obtidos:

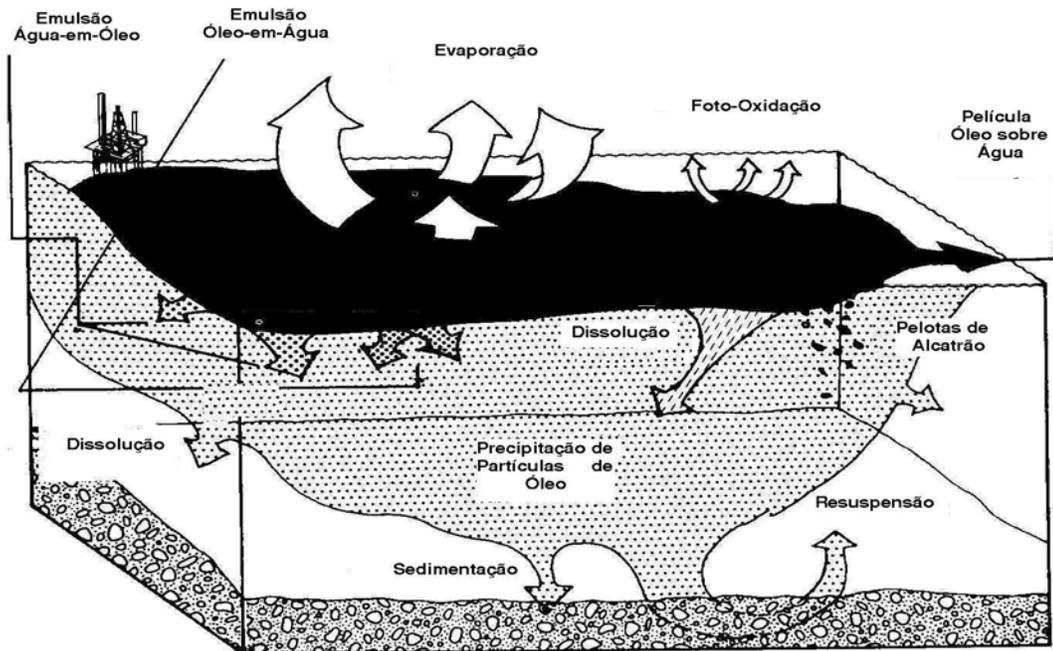
**Tabela 4.3 - Tempo de biodegradação das frações mais comuns de petróleo.**

	Zona	µg/l/d (ppb)	Quantidade biodegradada µg/l/d (ppb)	<i>Meia-vida</i> (dias)
Benzeno	Estuário	24	0,330	37
Tolueno	Estuário	6	0,041 – 0,058	45 – 65
Hexadecano	Estuário	25	0,100 – 0,130	85 – 105
Heptadecano	Estuário	20	0,140	70
	Costa	20	0,034	295
	Mar aberto	20	0,003	3350
Naftaleno	Estuário	30	0,870	17
	Costa	30	0,330	115
	Mar aberto	30	0,012	1250
Metilnaftaleno	Estuário	30	0,250	60
	Costa	30	0,000	indeterminado
	Mar aberto	30	0,000	indeterminado
Antraceno	Estuário	15	0 – 0,070	> 145
Benzopireno	Estuário	5	0 – 0,002	> 1750

Fonte: Gerlach (1981)

- b) Espalhamento: a velocidade de espalhamento do óleo sobre a superfície da água é inversamente proporcional à sua própria viscosidade e densidade. Não obstante, também depende da *composição química*, *salinidade*, da *velocidade do vento*, das *correntezas* e do próprio *ponto de fluidez do óleo*. Quando a viscosidade é muito alta, surge uma massa quase sólida que deixa de se espalhar. Quando a *salinidade* é alta, a água tende a resfriar o óleo até abaixar o seu *ponto de fluidez*. Quando isto ocorre, o óleo deixa de fluir. Outro ponto importante a ser observado é a espessura da mancha do óleo. A espessura média de uma mancha de óleo é de  $8,16 \times 10^{-2}$  cm, no entanto a espessura diminui ao longo do tempo, pois vai ocorrendo o espalhamento. A espessura da mancha também ajuda a calcular a quantidade de óleo derramado. Uma mancha com a espessura média de  $8,16 \times 10^{-2}$  cm pode conter 2 t óleo/km<sup>2</sup>. Com a diminuição

da espessura da mancha começa a haver a formação de uma emulsão óleo-em-água, contribuindo para o aumento da viscosidade e a diminuição da tendência de espalhamento (Shaheen, 1992). A Figura 4.1, mostra os processos gerais que ocorrem em uma mancha de óleo. Já a Figura 4.2, mostra o comportamento da biota marinha em relação aos mesmos processos:



**Figura 4.1 – Processos Gerais Sofridos por uma Mancha de Óleo**

Fonte: Washington Sea Grant Program *apud* Holing (1990)



**Figura 4.2 – Comportamento da Biota em Relação aos Processos que uma Mancha de Óleo Sofre**

Fonte: Neff (1990)

Gerlarch (1981) também apresenta valores médios para o tempo em que uma mancha de óleo leva para se dispersar naturalmente, em ambiente marinho. Estes

valores são apresentados segundo o estado de agitação do mar (calmo, medianamente agitado, agitado e muito agitado) e o volume percentual de perda de volume com base no número de dias e faixa de temperatura abordada na Tabela anterior (4.3), ou seja, entre 13°C e 24°C. Os primeiros estudos do autor foram realizados com um óleo leve do campo de Ekofisk no Mar do Norte. No entanto, os valores apresentados na Tabela 4.4 abaixo, podem ser aplicados por aproximação a todos os tipos de óleo:

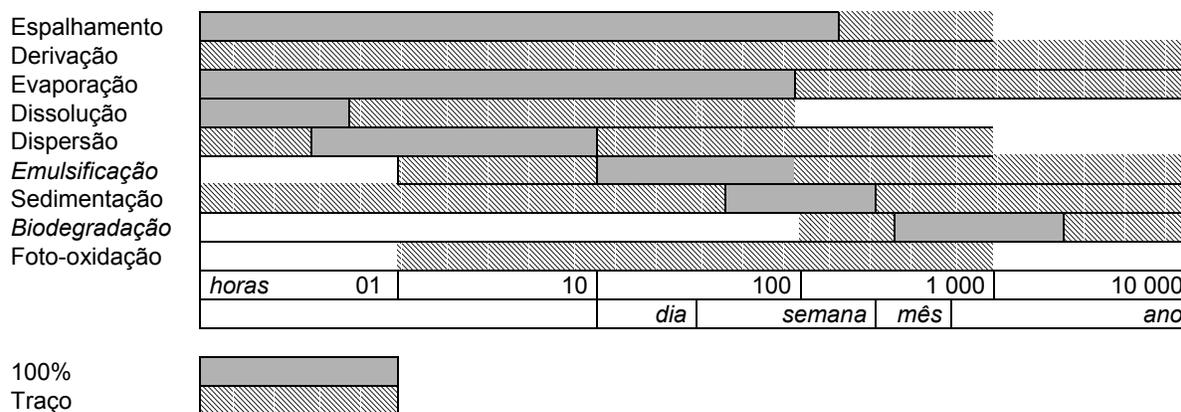
**Tabela 4.4 – Perda em volume de uma mancha de óleo (evaporação x dispersão natural)**

Estado do mar	Perda de volume por evaporação	Perda de volume por dispersão natural		
		1 – 3 dias	4 – 5 dias	> 6 dias
Calmo	25 – 35%	10 – 30%	5 – 15%	0 – 5%
Medianamente agitado	30 – 40%	20 – 40%	10 – 20%	0 – 7%
Agitado	35 – 45%	30 – 50%	20 – 30%	0 – 10%
Muito agitado	35 – 45%	40 – 60%	25 – 35%	0 – 10%

Fonte: Gerlarch (1981)

O Diagrama 4.1, adaptado de Shaheen (1992) mostra o tempo médio de dispersão do óleo apenas com base na ocorrência de processos naturais. Pode-se perceber que, dependendo do processo o tempo de ocorrência pode variar de horas, dias até centenas de anos. As barras horizontais demonstram a intensidade de atuação do processo natural. A barra cheia significa que o processo é percebido sem ou com o mínimo de técnicas de análise laboratorial. Já a barra tracejada, indica que o processo só pode ser percebido através de análise.

**Diagrama 4.1**  
**Tempo Estimado de Ocorrência dos Processos Naturais em Manchas de Óleo**



Fonte: Exxon Production Research Co. (1989) *apud* Shaheen (1992).

Ao lado do estudo dos processos de transformação que as manchas de óleo sofrem, é importante se conhecer o padrão de correntes da costa, de modo a se poder prever a direção que o derrame vai seguir, em outras palavras, pode-se prever que parte da costa será atingida pelo óleo derramado. No caso brasileiro, se o derrame acontecer na Região Norte, ele sofrerá a ação de um padrão de circulação com direção norte, em direção à costa do Amapá. O mesmo vale para qualquer derrame ao sul do rio Pará, pois as correntes de maré também têm padrão de circulação norte (Palma, 1979 *apud* Dobereiner *et alli*, 1988). No sul do Brasil, há uma corrente predominante vinda do sudeste, que chega até a costa do Rio Grande do Norte. No entanto, existe outra com direção norte entre as costas do Espírito Santo e Rio Grande do Norte. Dobereiner *et alli* (*op.cit.*) dizem que o padrão de circulação predominante na costa brasileira é o norte, vindo desde a região sul até São Paulo, existindo um menor, também norte, ao longo da costa do Espírito Santo até a Bahia. Já no Nordeste, há modificações no padrão, pois se na costa de Sergipe ele tem direção sul, ao longo das costas de Pernambuco e Rio Grande do Norte o padrão é norte, que se modifica para noroeste próximo às costas do Ceará e Piauí.

- c) **Emulsificação:** o processo de emulsão começa a ocorrer quase que no mesmo instante em que o óleo é derramado no mar. A *emulsificação* pode ser dividida em dois tipos: i) *emulsão óleo-em-água:* tem como fase característica a água. Sua característica principal é a capacidade de se dispersar no mar. Todavia, para a formação deste tipo de emulsão é necessário o emprego de detergentes; ii) *emulsão água-em-óleo:* forma-se naturalmente quando ocorre o derrame. A sua composição é de 30% a 90% de água, sendo bastante estável. Dela resulta um resíduo altamente viscoso e de difícil remoção (mousse de chocolate) (Shaheen, 1992).

Ao lado destas mudanças físicas, ocorrem outras de menor expressão, como a dissolução que ocorre em conjunto com o espalhamento e o afundamento. Este último, vai ocorrer após a evaporação, quando o resíduo apresenta uma densidade relativa alta, a ponto de afundar na água.

#### **4.3.2 - Processos Químicos e Biogeoquímicos Sofridos pelos Derrames de Óleo:**

Basicamente são de dois tipos: o primeiro é a *oxidação atmosférica* e o segundo é a *ação bacteriana*. A *oxidação atmosférica* se processa sobre os hidrocarbonetos e suas fases líquidas, sendo mais afetadas as parafinas e aromáticos ramificados. A *oxidação* é, essencialmente, a incorporação de oxigênio na composição original do óleo derramado. A presença do oxigênio atmosférico é a fonte da incorporação. No entanto, em menor escala, a luz solar também atua como fonte abastecendo de oxigênio o processo químico. Neste caso específico, o processo é denominado de *foto-oxidação* (Gerlach, op.cit), (Shaheen, op.cit.).

Já a *ação bacteriana*, se dá por meio de organismos presentes na água marinha ou em praias já contaminadas por óleo. Estes organismos aeróbicos, os *pseudomonas*, “atacam” as manchas de óleo, sendo, contudo, seletivos, pois preferem determinados componentes a outros. A velocidade e seletividade do ataque dependerá da *quantidade de água presente* no meio (diluição da mancha), *quantidade de oxigênio disponível* e de *nitratos, temperatura e tipo de óleo derramado*. Se a água está em sua temperatura média de 17° C, a ação bacteriana é lenta. Devido à seletividade e à temperatura, a ação dos microorganismos no combate às manchas de óleo é restrito. Se um tratamento de manchas de óleo fosse levada a cabo somente com o emprego de *pseudomonas*, este poderia levar meses até a conclusão.

#### **4. 3. 3 - Tratamento das Manchas de Óleo:**

Até o momento, discutiu-se o comportamento e os processos físicos e químicos que ocorrem com os derrames de óleo. No entanto, cabe também estender o espectro de discussão até as formas de combate ou tratamento. Primeiramente, deve-se ter noção das diversas fases envolvidas na exploração e produção de petróleo e/ou gás e como cada uma delas, ou o conjunto delas pode afetar o meio marinho. Somente após isto, poder-se-á sugerir uma ou mais possibilidades de tratamento das manchas de óleo.

Assim, com vistas a conhecer as diversas fases componentes de um projeto de petróleo e gás, vê-se que Vekilov (1994) descreveu as seguintes etapas como presentes num projeto de E&P

gás natural e petróleo, atribuindo, posteriormente, a cada uma delas os seus respectivos impactos sobre o meio ambiente:

- ❑ *secagem e purificação do gás;*
- ❑ *processamento do gás;*
- ❑ *compressão;*
- ❑ *instalações de processamento;*
- ❑ *instalações de purificação;*
- ❑ *bombeamento;*
- ❑ *queima de gases;*
- ❑ *queima de gases residuais;*
- ❑ *reservatórios de gás;*
- ❑ *depósitos de enxofre e agentes químicos.*

Estas etapas, por sua vez, atuando em conjunto ou separadamente podem gerar os seguintes poluentes ou impactos devido a derrames de óleo, presença de resíduos de perfuração ou devidos as atividades de perfuração de poços, produção, transporte e armazenagem de petróleo e/ou gás natural:

1. *hidrocarbonetos,  $H_2SO_4$ , agentes químicos, possivelmente mercaptanos;*
2. *emissões aleatórias;*
3. *poluição secundária em águas superficiais;*
4. *poluição secundária em solos e biomassa;*
5. *emissões por furos;*
6. *infiltração no meio geológico;*
7.  *$NO_x$ ,  $SO_2$ , CO, fuligem;*
8. *resíduos de queima;*
9. *casos excepcionais e poluição secundária;*
10. *infiltração em águas subterrâneas.*

Faz-se, então, uma correlação entre as etapas e os possíveis impactos, o que resulta no quadro abaixo, em que a cada etapa corresponde um certo número de impactos ambientais (Quadro 4.B):

**Quadro 4. B - Impactos Ambientais das Etapas de Um Projeto E&P de Gás Natural e Petróleo**

Etapa do Projeto	Possíveis Impactos
Secagem e purificação de gás	1, 2, 3, 4
Processamento de gás	1, 2, 3, 4
Compressores	1, 2, 3, 4
Outras instalações de processamento	1, 2, 3
Bombeamento	1, 3, 4, 5, 6
Aquecimento	3, 4, 7, 8
Queima de gases residuais	3, 4, 7, 8
Queima de gases	3, 4, 7, 8
Reservatórios de gás	2, 4, 9
Instalações de purificação	2, 4, 9, 10
Depósitos de enxofre e agentes químicos	2, 4, 9, 10

Fonte: Vekilov (1994).

Obviamente, a sistematização elaborada por Vekilov (1994) é uma generalização para projetos de exploração de hidrocarbonetos, sem qualquer particularização relacionada a projetos *offshore*. No entanto, até o momento, ainda não há consenso científico quanto à extensão e quanto aos efeitos que a poluição decorrente da produção de petróleo e gás natural, especialmente no que diz respeito ao ambiente de águas profundas e ultra-profundas. Vinogradov & Wagner (1997), observaram que as atividades E&P *offshore* podem produzir três tipos de poluição:

- 1) **poluição intencional:** de menor ocorrência, pois entende-se que qualquer perda de hidrocarbonetos (em vazamentos, por exemplo), implica numa perda econômica;
- 2) **poluição acidental:** ocorre quando da explosão e/ou ruptura de *pipelines*, derrames de tanques e colisões entre navios;
- 3) **poluição operacional:** (mais importante). O termo “poluição operacional” engloba todas as descargas de fluidos que ocorrem durante a produção de petróleo e gás natural em plataformas *offshore*. Trata-se da poluição produzida durante as atividades normais (E&P) de uma plataforma. A poluição operacional é subdividida em:
  - a) óleo presente em “água de processo”<sup>54</sup>;
  - b) restos de lama de perfuração (às vezes associada com óleo diesel) e resíduos rochosos;
  - c) compostos químicos (água residual, aditivos à perfuração, fluidos para tratamento dos poços);
  - d) esgoto;
  - e) drenagem do deck da plataforma (lavagem);

<sup>54</sup> Água salina que é injetada no reservatório com vistas a estabilizar a pressão. Esta água não deve ser confundida com a “água confinada” que é liberada do reservatório quando se dá a perfuração. A água confinada possui salinidade e temperatura diferente do meio marinho em que se processa a perfuração.

- f) radionuclídeos<sup>55</sup>, metais pesados e aromáticos;
- g) emissões atmosféricas (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub>, Compostos Orgânicos Voláteis - VOCs).

Segundo os autores, Vinogradov & Wagner (1997), dentre os fluidos citados, existem alguns que merecem mais atenção, pois apresentam um alto poder de contaminação, uma vez que se constituem no principal ponto de atenção da legislação mundial sobre abandono e impactos ambientais relacionados às atividades E&P:

- i. drenagem da plataforma;
- ii. drenagem das operações de processamento *offshore*;
- iii. descarga de água confinada.

Conforme já visto no Capítulo III, diversos organismos internacionais, assim como movimentos ambientalistas, declararam a sua preocupação com a exploração dos recursos naturais do meio marinho. Dentre as instituições e mecanismos legais que trataram dos problemas ambientais ocasionados por E&P (*offshore*) das possibilidades de um controle global sobre os mesmos, os principais são:

- UN Commission for Sustainable Development - CSD;
- International Maritime Organization - IMO;
- Revisão da London *Dumping* Convention (1972);
- World Bank;
- United Nations Environment Programme - UNEP.

No que diz respeito ao problema da poluição operacional, este foi melhor tratado no âmbito das ONGs - através de sugestões na forma de diretrizes a serem seguidas ou pressão popular - do que por meio de instrumentos legais. No entanto, deve-se observar que mesmo as diretrizes sendo publicadas e aceitas como documentos internacionais, nenhuma delas tem valor legal. As seguintes Organizações Não-Governamentais foram as que mais se destacaram na elaboração de diretrizes:

- The Oil Industry International Exploitation and Production Forum - E&P Forum, que elaborou o documento *Guidelines for Offshore Arctic Operations*;
- Greenpeace que elaborou diversos relatórios sobre os impactos ambientais decorrentes do *dumping* de plataformas no Mar do Norte, além de organizar a ocupação da Brent Spar em 1995 ;

---

<sup>55</sup> Liberados durante a perfuração, a partir de rochas que possuem estes elementos em sua composição.

- World Wildlife Fund - WWF.

Também houve tentativas, em nível mundial, de elaborar legislações que pudessem ser aplicadas tanto local quanto internacionalmente (de forma transfronteiriça):

- Adoção em 1994 do *Mediterranean Seabed Protocol*;
- As diversas tentativas do governo holandês de controlar as descargas *offshore* em nível global, através da proposição de emendas às legislações sobre abandono e E&P já existentes, além da criação de legislações direcionadas ao tema das descargas;
- As disposições presentes na Agenda 21 que tratam do controle do grau de degradação do meio marinho produzida pela exploração de recursos naturais, inclusive exploração e produção de petróleo e gás natural em ambiente *offshore*.

Com base na sistematização efetuada por Vinogradov & Wagner (1997), pode-se elaborar uma lista dos possíveis impactos ambientais, segundo cada fase da exploração e produção, a saber:

- Fase de exploração:** fase em que ocorrem os impactos ambientais de menor proporção. No entanto, ao ocorrerem podem se dar sobre zonas ambientais particularmente sensíveis;
- Fase de produção I:** quando começa a retirada dos HCs dos reservatórios;
- Fase de produção II:** ainda ocorre a retirada de petróleo e/ou gás, mas as descargas produzidas têm menor volume que a fase anterior.

**Quadro 4.C – Impactos Ambientais nas Fases de Exploração e Produção**

Fase de exploração	Fase de produção I	Fase de produção II
Descargas (durante a perfuração)	Água dos processos de produção	Areia de produção
Fluidos de perfuração	Água confinada	Drenagem do deck
Restos rochosos (com HCs e químicos)	Fluidos de perfuração & restos rochosos	Completação
Água de processo (com diferentes graus de salinidade) c/ HCs e fluidos de tratamento residual	Água de lastro	Resíduos de cimento
-	-	Fluido de prevenção contra explosão
-	-	Resíduos sanitários e domésticos
-	-	Água de processo (água + óleo)
-	-	Água de resfriamento
-	-	Salmoura (dessalinizada)
-	-	Biocidas químicos
-	-	Óleo derramado
-	-	Emissões atmosféricas (escapamento e flare)
-	-	Água de teste contra incêndio
-	-	Fluidos ( <i>work over</i> )

Fonte: Vinogradov & Wagner (1997).

O impacto da *poluição operacional* irá depender da localização da plataforma (especialmente *profundidade e proximidade a correntezas*), *capacidade do ecossistema de absorver e se recuperar dos impactos* (fragilidade), *estágio de atividade* (exploração ou perfuração), assim como da idade da instalação. Quanto mais sensíveis as costas marinhas, maior é o impacto ambiental da *poluição operacional*. Por exemplo, as águas glaciais da costa Ártica sofreriam muito mais do que as águas de costas tropicais ou de climas temperados.

Outro fator a ser considerado é o grau de *maturidade do campo*, uma vez que a produção declina (campo maduro) tende-se a empregar volumes cada vez maiores de água salina para manter a pressão do reservatório de modo a permitir a continuação da produção.

De modo geral, a presença de microorganismos tende a ser menor nos locais mais próximos ao ponto de contaminação. No entanto, esta diminuição na ocorrência pode ser devida às taxas de degradação natural da matéria orgânica. Embora, como já observado por Baruah & Sarma (1996), aparentemente, ocorra uma redução na taxa de crescimento vegetal, brotação e germinação e a morte das partes mais expostas das plantas, como folhas e talos. O que não quer dizer que, sob certas condições, não haja um estímulo ao crescimento vegetal ao invés da aniquilação do mesmo. A diminuição da diversidade vegetal irá conduzir à diminuição na oferta de nutrientes e, conseqüentemente na quebra da cadeia alimentar.

No caso dos peixes, além da possível diminuição dos nutrientes, eles podem acumular metais pesados, dependendo do volume de metais disponível e do grau de contaminação do meio. Estes metais podem ser oriundos de diversas fontes: derrames de dutos, compostos empregados durante a perfuração e/ou produção, além de produtos da queima de combustíveis. Não obstante, deve-se ter em mente que os peixes só irão absorver os metais pesados devido a uma conjunção de diversos parâmetros, como *baixa temperatura, alta salinidade, características do habitat e fisiologia das espécies* (Deb & Santra, 1997).

#### **4.3.4 - Técnicas para Combate às Manchas de Óleo:**

As formas mais comuns de combate às manchas de óleo empregam substâncias absorventes e agentes químicos. As primeiras têm a propriedade de ficar “encharcadas” de óleo, o que permite a retirada do óleo por meio do recolhimento do material “encharcado”. O processo de “encharcamento” é a conseqüência direta do princípio de funcionamento do absorvente, uma vez que o material tem de captar óleo e não água, sendo assim, escolhe-se substâncias que tenham a capacidade de ser *óleo-fílicas* (oil-loving), ou seja, capazes de incorporar óleo e *hidrofóbicas*, aquelas capazes de rejeitar água (water-hating). O absorvente ideal é aquele que permite a retirada de óleo sem gotejamento.

Já os agentes químicos têm como característica geral a dispersão do óleo ou a *emulsificação* através da aplicação de um detergente *emulsificante*. O seu princípio de atuação

consiste em responder ao derrame com um composto químico, no caso, uma mistura de detergente + *emulsificante* com vistas a produzir uma mistura de óleo e água. Em outras palavras, a aplicação desta técnica objetiva proporcionar ou aumentar o efeito de diluição do óleo no meio marinho.

As **substâncias absorventes** podem ser materiais de fácil obtenção e que, de preferência, causem o mínimo de dano ao meio marinho. Estes materiais podem ser a palha de trigo ou feno (que têm capacidade de absorver de 8 a 30 vezes o seu próprio peso em óleo, sendo o emprego desta técnica mais comum nos EUA e Reino Unido), ou ainda serragem, palha de milho, cinza vulcânica e poliuretano. Devido ao tipo de materiais empregados e a capacidade de absorção dos mesmos, esta técnica é entendida como de fácil aplicação, no entanto, sua maior efetividade se dá sobre pequenas manchas de óleo. A espuma de poliuretano é que apresenta o melhor desempenho de absorção, pois só é capaz de liberar o óleo do qual ficou impregnada se for comprimida (efeito esponja). Além disso, este tipo de espuma permite a sua reutilização após a retirada do óleo. Outros polímeros com alto percentual de HCs também apresentam a propriedade de absorver óleo, sendo os principais o polipropileno e poliestireno (Shaheen 1992).

Os **agentes químicos** (detergentes) têm o seu uso limitado devido ao custo elevado de aplicação e aos altos volumes envolvidos no combate às manchas. A relação óleo/detergente pode superar facilmente o 1:1. Barbieri (2000) ao estudar os efeitos do detergente LAS-C12 (Dodecil Benzeno Sulfonato de Sódio) sobre a tainha (*Mugil Platanus*), definiu detergente como *“substâncias orgânicas que têm surfactantes como princípio ativo. Os surfactantes são substâncias que reduzem a tensão superficial da água, facilitando o contato com os objetos a serem limpos”*. A ação destes produtos tem como objetivo produzir uma emulsão em substâncias *hidrofóbicas* como óleo, gordura, petróleo, etc. Os detergentes LAS, ao lado dos TBS (Tetrapropileno Benzeno Sulfonato), correspondem a 75% dos detergentes encontrados no mercado.

Shaheen (1992), ao analisar os principais tipos de dispersantes e seus efeitos, deu o exemplo de um combate a um derrame de óleo realizado no Reino Unido, em 1967, em que foram empregados 0,246 litros de detergente para cada litro de óleo (o volume total do derrame era de 10.000 t), a um custo de US\$ 1 milhão (valor da época). Evidentemente, por se tratar de um composto químico, o dispersante ou detergente pode ocasionar impactos sobre o meio ambiente, como por exemplo: danos às aves marinhas, especialmente às penas e toxicidade à vida marinha em geral. No entanto, os defensores desta técnica argumentam que a aplicação de detergente aumenta a biodegradação do óleo ao mesmo tempo que reduz o risco de incêndio acidental.

Como foi dito anteriormente, Shaheen (op. it.) estudou os principais agentes químicos empregados na dispersão ou emulsificação das manchas de óleo. No entanto, percebe-se, a partir da análise dos efeitos e dos resultados sobre o meio marinho, que cada um possui a sua própria especificidade, ou seja, nenhum deles goza de aprovação unânime como técnica mais adequada a ser empregada em um derrame de óleo. Os principais tipos de agentes empregados são descritos a seguir, sendo identificados por seus nomes comerciais:

- *Corexit 7664 e 8666*: está entre os mais empregados, pois **segundo o fabricante**, afeta muito pouco a vida marinha, uma vez que em sua composição não entram halóides, metais pesados ou compostos corrosivos.
- *Policomplexo A-11*: foi desenvolvido para atuar em zonas de agitação, sendo assim seu emprego direcionado para as zonas de maré ou de correntes. A condição de agitação não é excludente à sua utilização em zonas sem esta característica, basta que a água seja agitada por um período de 5 a 10 minutos. Segundo o fabricante, apresenta efeitos modestos sobre o meio marinho.
- *Gold Crew*: foi desenvolvido e é muito utilizado pela U.S. Navy de forma eficiente contra derrames de diesel, gasolina de aviação e gasolina veicular comum. A proporção média de aplicação é 10 litros de dispersante para 1 litro de combustível, sendo a utilização ideal 4 litros do agente para 1 litro de óleo. Segundo a marinha estadunidense, a utilização (**aparentemente**) não causa danos à vida marinha.
- *BP 1100*: desenvolvido pela British Petroleum e adotado pelo Ministério de Tecnologia da Inglaterra com a justificativa de possuir baixa toxicidade. A BP o indica como o composto adequado a ser empregado em qualquer tipo de derrame, devido a seu pequeno teor de materiais tóxicos em sua composição, e por isso poderia ser empregado em zonas marinhas de sensibilidade média a alta. Na realidade, este produto é um conjunto de *emulsificante* e solvente.

Todavia, as características e qualidades destes produtos são descritas por seus fabricantes. Cabe, pois uma avaliação dos efeitos dos detergentes sobre a vida marinha empreendida sem ligação com fabricantes dos produtos aqui citados e sem relação com produtores de petróleo, de modo a confrontar dois pontos de vista diferentes.

Lewis (1990) *apud* Barbieri (2000), diz que os detergentes aumentam a permeabilidade da membrana celular, devido à ligação que ocorre entre as moléculas do surfactante e as proteínas que estão nas paredes celulares. Devido a isto, o organismo dos peixes fica mais vulnerável à entrada de substâncias que aumentam ainda mais os danos ao epitélio branquial. Como resultado, o peixe morrerá por asfixia. A presença de metais pesados, pesticidas, cloro e outros compostos orgânicos também produz a morte por asfixia (Katz & Cohen, 1974; Hughes, 1976; Smith & Hargreaves, 1984 *apud* Barbieri, op.cit.).

Barbieri (op.cit.), a partir dos resultados obtidos por Reichenbach & Kinke (1982) e de Wang & Hung (1995) *apud* Barbieri (idem) para os efeitos do TBS sobre peixes, generaliza os efeitos dos detergentes segundo diversas concentrações e tempos de exposição. Vê-se, então, que a ação de compostos com tensoativos atacam as brânquias e o epitélio branquial, gerando inflamações, hemorragias e dificultando a respiração, levando, posteriormente, à morte por asfixia.

Os estudos de Barbieri (op.cit.)<sup>56</sup> demonstraram que as tainhas expostas ao LAS-C12 durante 24 horas e a uma concentração de 5 ppm apresentaram uma mortalidade de 100%.

Este mesmo autor, a partir dos resultados obtidos por Reichenbach & Kinke (1982) e de Wang & Hung (1995) *apud* Barbieri (idem) para os efeitos do TBS sobre peixes, generaliza os efeitos dos detergentes segundo diversas concentrações e tempos de exposição. A síntese dos resultados pode ser vista no Quadro 4.D seguinte:

**Quadro 4.D - Efeitos do Uso de Detergentes em Peixes Segundo o Tempo de Exposição**

Peixe	Concentração	Tempo de Exposição ao Detergente	Efeitos sobre os Peixes
<i>Ctalarus natali</i>	0,5 ppm (ABS)*	24 dias	50% de degradação dos botões gustativos.
	10 ppm	24 h	100% de degradação dos botões gustativos.
<i>Cirrhina mrigala</i>	0,005 ppm (LAS) 0,015 ppm	30 dias	Alterações nas brânquias e epiderme.
<i>Clarias batracus</i>	12 ppm (LAS)	8 h	Degeneração das células das brânquias
<i>Lepomis macrochirus</i>	13 ppm (ABS)	20 dias	37,8% registrou ganho de peso sofrendo exposição ao ABS.  83,6% registrou ganho de peso sem exposição ao ABS.
<i>Terapon jarbua</i>	LAS	-	Modificações estruturais na retina e nas funções fisiológicas do órgão visual.

\* Aquil Benzeno Sulfonato de Sódio Linear (ABS);

Fonte: Abel (1974); Reichenbach (1982); Reiehnbach & Kinke (1982); Misk *et alii.*, (1985); Umezu (1991); Huang & Wang (1995) Ribelles *et alii.*, (1995); Wang & Huang (1995) *apud* Barbieri (2000).

Clarke (1994) relata que os dispersantes utilizados no tratamento do derrame do Torrey Canon, em 1967, mataram muitos organismos nas praias. O mais afetado foi o *Patella*, cuja dieta básica é de algas e diatomáceas. Sem ele, houve uma superpopulação de algas e diatomáceas, a qual somente atingiu o equilíbrio cinco anos depois, com o reaparecimento do *Patella*. Somente após dez anos é que a população de algas e diatomáceas retornou, proporcionalmente, aos níveis de 1967.

No que diz respeito aos custos de tratamento dos derrames, estes variam segundo a técnica empregada e segundo o volume de óleo a ser tratado. Cormack, em 1983, estimou os custos de tratamento de derrames de 1000 t feitos por diversos países na região do Mar do Norte cujo tempo de tratamento durasse trinta dias (Tabela 4.5). Nestas avaliações as técnicas de tratamento consistiam em contenção das manchas e limpeza das praias, ambos sem a utilização

<sup>56</sup> O autor ressalta ainda que a maioria dos efluentes lançados na costa brasileira apresentam concentração acima desta (CETESB, 1978; Silveira *et alii.*, 1982; Aidar *et alii.*, 1997) *apud* Barbieri (.op.cit.).

de detergentes. Estes valores não devem ser tomados como absolutos, pois a aplicação das técnicas de tratamento hoje em dia apresentam um melhor rendimento que aquele da época da estimativa. Além disso, acrescentando-se os custos de utilização de produtos químicos, os custos de tratamento, obviamente, tendem a subir. Nas avaliações de Cormack (1983), ele levou em conta a dispersão natural do óleo, ou seja, o momento em que o espalhamento da mancha quase que cessa e a *biodegradação* natural passa a atuar com mais intensidade.

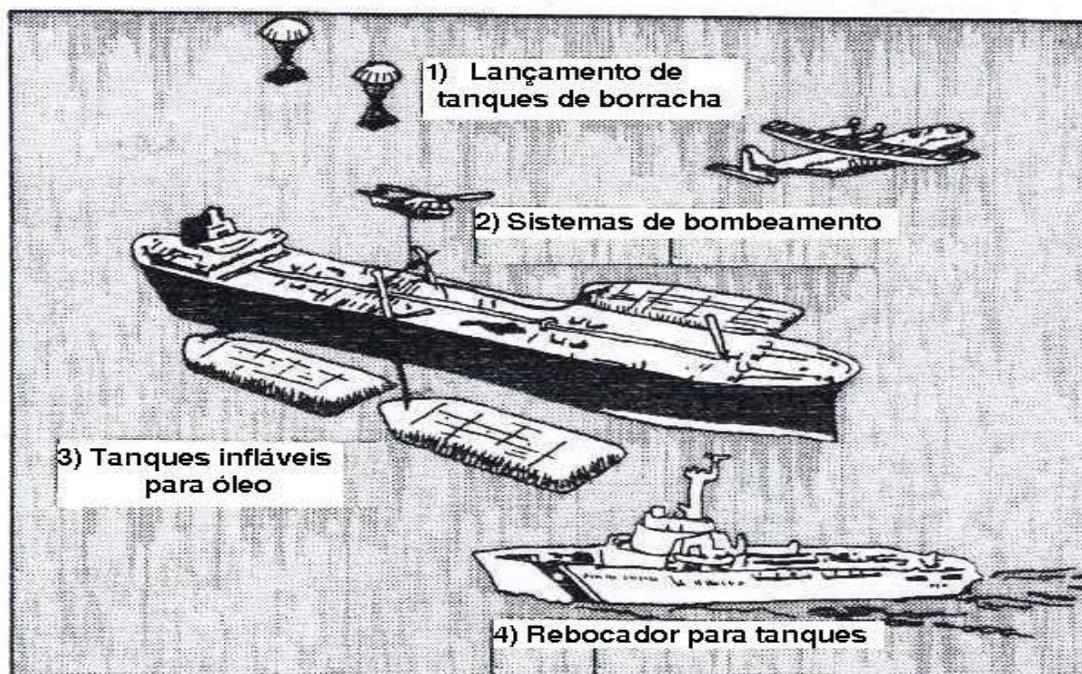
**Tabela 4.5 – Estimativas de tratamento de derrames (1000 t/mês)**

<i>País</i>	<i>US\$/t*</i>
Dinamarca	48
Irlanda	75
Holanda	11
Noruega	40
Suécia	46

\* Valores atualizados para 2002;

Fonte: Cormack (1983).

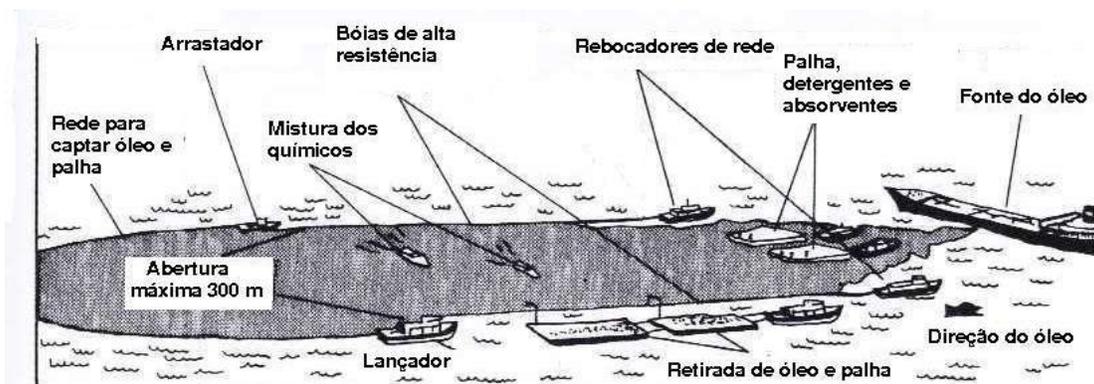
A Figura 4.3, mostra um conjunto de técnicas de combate a derrames desenvolvidas pela Guarda Costeira dos EUA. Neste tipo de ação, destaca-se a rapidez de tratamento do derrame, uma vez que o deslocamento do equipamento de retirada do óleo, como bombas e tanques, é feito por via aérea.



**Figura 4.3 – Combate Rápido de Derrames de Óleo**

Fonte: Shaheen (1992)

Já a Figura 4.4, mostra a forma de combate usual de um derrame através da aplicação de materiais absorventes e químicos, assim como barreiras físicas que impedem a progressão do óleo, de modo a permitir a sua recuperação.



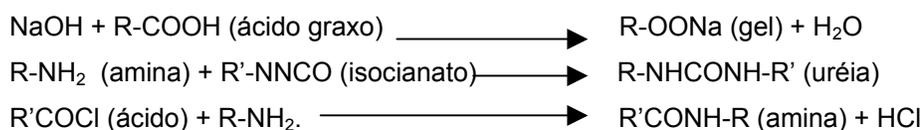
**Figura 4.4 – Tratamento Usual de um Derrame de Óleo**

Fonte: Shaheen (1992), modificado.

#### 4.3.4.1 - Outros Processos de Tratamento (Mistos):

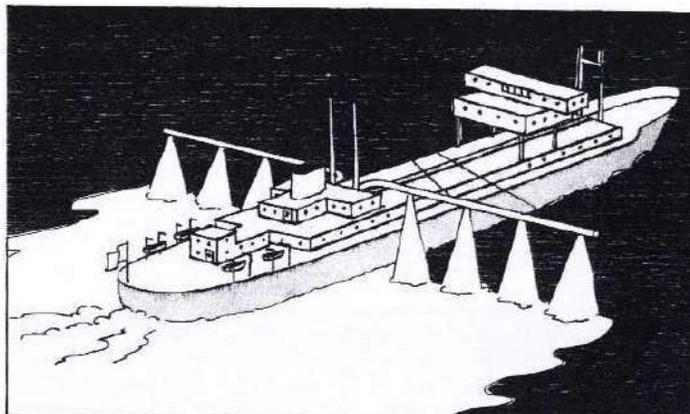
Estes processos, ao contrário dos anteriormente descritos, são empregados de forma conjunta, melhor dizendo, pode-se utilizar um composto químico ao lado de um processo de remoção física, ou ainda remoção física sem a utilização de absorventes. Na realidade, tratam-se de variações sobre as técnicas de tratamento físico e químico das manchas, tendo estas a sua origem mais na aplicação prática ou necessidade de resposta rápida do que na efetividade propriamente dita. Os processos mistos principais são: a gelificação, o afundamento do óleo, a queima do óleo em superfície e a remoção física.

Gelificação: emprega-se um composto químico para que o óleo deixe de fluir ou diminua a sua taxa de fluidez. O produto final é uma substância sólida, sem a formação da mancha, que pode ser recolhida por pás ou rodos. Esta técnica é empregada para evitar a dispersão do óleo, tornando-o mais espesso. Sua maior efetividade se dá com combustível de aviação. Para a formação do gel (*soap gel*), em geral, se utiliza um ou mais ácidos graxos e soda cáustica (50%), mas o mesmo efeito pode ser conseguido com amina e isocianato ou amina mais ácido clorídrico (Shaheen, 1992). A descrição química do processo é vista a seguir:



Afundamento do Óleo: trata-se de uma forma de levar o óleo a se depositar no fundo marinho através da utilização de substâncias *oleofílicas* com alto grau de *hidrofobia*. Através de um

efeito de agregação, as substâncias *ólefílicas* conseguem produzir um agregado cuja densidade será maior que da água, o que resultará em afundamento. No entanto, este agregado contaminará a vida marinha do assoalho marinho ocasionando efeitos que, até o momento foram pouco estudados. Também pode prejudicar a pesca industrial de arrasto, pois o resíduo tende a aderir em superfícies sólidas. Em geral, para se obter o efeito de agregação é utilizada uma mistura de areia e amina (em pequena quantidade, pois é tóxico à vida marinha) numa razão de 1:1 (de mistura/óleo). Contudo, esta razão tende a diminuir se a evaporação do óleo já começou a ocorrer, pois com o óleo se tornando mais denso, a quantidade de areia para o afundamento será menor. Além da areia, outros materiais podem ser utilizados, tais como cinzas, talco, cimento, pó de giz e pó de carvão, todos misturados à amina. A efetividade de aplicação desta técnica chega a 95%, sendo seu emprego mais adequado longe da costa, pois o efeito de agregação do óleo pode se desfazer com o tempo, passando, então, a ocorrer emanação para a superfície (Shaheen, 1992). A Figura 4.5, mostra um exemplo de tratamento de derrame de óleo empregando areia misturada a amina.



**Figura 4.5 – Tratamento de Derrame de Óleo com Mistura Areia e Amina**

Fonte: Shaheen (1992)

Aceleração da Separação de Óleo-Água Usando Argila Tratada: técnica empregada quando, ao invés de manchas de óleo na água, ocorrem gotas dispersas. A argila misturada a aminas ou glicóis diminui o turvamento da água até o limite de 10.000 ppm de óleo em água, num tempo máximo de 2 a 3 minutos<sup>57</sup>.

Incineração do Óleo em Superfície: medida empregada como resposta a um derrame que ocorreu há pouco tempo. Se o derrame é recente, o óleo ainda está cheio de componentes voláteis, os quais irão se evaporar rapidamente se a mancha for mantida em um espaço confinado, o resíduo resultante poderá ser facilmente queimado. No entanto, se a mancha não for contida a liberação dos voláteis junto com o espalhamento da mancha dificultarão a combustão. O método mais comum de combustão consiste em se adicionar um fino leito de gasolina à superfície da

<sup>57</sup> A diminuição natural do turvamento só ocorre após um período médio de 24 horas.

mancha para, em seguida, incendiar a gasolina. Contudo, o rendimento prático deste processo pode ser prejudicado pela temperatura da água, a qual pode resfriar o processo. Além da gasolina, outros compostos podem ser empregados como óleo cru ou óleos leves, desde que tenham ponto de fulgor baixo. Também são empregados Na ou Hg que reagem com a água produzindo gás hidrogênio, calor e, conseqüentemente explosão. Ou então, sódio e potássio clorido que ao reagirem com o carbono e o hidrogênio do combustível geram explosão violenta e liberam  $\text{CO}_2$ , água e calor. Existem produtos químicos que geram o efeito de agregação da mancha, em geral por efeito capilar. Estes produtos foram desenvolvidos para utilização no processo de incineração, sendo indicados para a utilização conjunta com a gasolina. Os principais são o Cab-o-Sil ST 2-0, o Aerosil R-972, o Kortax e o Pyraxon. Evidentemente, esta técnica produz fumaça e lança poluentes à atmosfera (Shaheen, 1992).

Remoção Física: na realidade, remoção física é um termo genérico para um conjunto de técnicas de remoção de óleo ou diminuição da fluidez da mancha. As técnicas mais importantes são a aplicação de bóias, sucção por bombas, aplicação de cintos *oleofílicos* (material sólido que incorpora óleo), aplicação de vórtex (um rotor cria um vórtex que faz a mancha submergir e se concentrar, sendo posteriormente recolhida). Estes três métodos são chamados em conjunto de *skimming* e são ideais para pequenas manchas e derrames próximos a portos. Ainda existe um outro processo, o de separação magnética entre óleo e água, o qual é baseado na utilização de um colóide de ferro, em geral  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  ou  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  (mistura ferro-fluida). Outra técnica conhecida é a da flutuação de óleo através do emprego de bolhas de ar, o que permite a desagregação do óleo de superfícies sólidas, como a areia. O óleo também pode ser separado da areia através de fluidização com água quente, à semelhança do processo de extração de óleo das areias betuminosas. Esta classificação (remoção física) também engloba a utilização de maquinário para limpeza de praias, em conjunto com palha para a absorção do óleo.

A remoção física é o conjunto de técnicas mais conhecido e aplicado para o tratamento dos derrames. Geralmente, a forma mais comum de combate consiste em: i) conter a progressão da mancha por meio de bóias; ii) absorver o óleo com alguma substância (como palha ou espuma de poliuretano) e; iii) bombear o óleo derramado para um tanque, ou armazená-lo direto sem utilização de um absorvente. No caso do óleo atingir a praia, a remoção do óleo é feita com pás manuais ou mecânicas. Basta que a areia impregnada com óleo seja retirada. Para a remoção do óleo pode ser utilizada água quente.

Existe uma outra forma de combate às manchas de óleo que vem ganhando destaque nos últimos anos, devido à capacidade de agressão ao meio ser bem menor que a dos detergentes, trata-se da *biorremediação*. Segundo a Environmental Protection Agency – EPA (2000) dos EUA, o termo *biorremediação* se refere à aplicação de substâncias ao meio ambiente, tais como fertilizantes ou microorganismos, que irão acelerar a taxa de ocorrência da *biodegradação*. A EPA, atualmente emprega dois tipos de *biorremediação* no tratamento dos derrames de óleo: a) *fertilização ou enriquecimento com nutrientes*: que consiste na adição de P ou N ao local

contaminado como forma de estimular o crescimento de microorganismos processadores da biodegradação; *b) inseminação ou sementeira*: consiste na adição ao derrame de óleo de bactérias diferentes da população nativa já presente no óleo, com vistas a aumentar a população de organismos biodegradadores.

Venosa (2000) observa que, quando se deseja empregar *biorremediação* no tratamento de derrames de óleo, existem duas abordagens a ser consideradas: a primeira é aquela denominada de *bioenriquecimento (bioaugmentation)*, na qual se adiciona às bactérias já existentes no óleo, outras, de ação degradadora. A segunda abordagem é a *bioestimulação (biostimulation)*, a qual consiste na adição de nutrientes às bactérias autóctones do óleo, aumentando assim a taxa de *biodegradação*. Este autor ainda chama a atenção para as diferenças existentes entre os resultados obtidos em laboratório para experimentos de *biodegradação* e àqueles obtidos durante o emprego real, como as situações que envolvem a limpeza de praias. Independente das diferenças, Venosa (op.cit.) sustenta que quando há uso de *biorremediação*, o óleo degrada mais rápido do que em áreas em que não sofreram tratamento e, justamente, a ação dos microorganismos é apontada como o fator mais importante para a degradação mais rápida do óleo. Para o autor, a *biorremediação* tem o seu melhor rendimento quando é executada imediatamente após a limpeza mecânica. No entanto, o tratamento com microorganismos possui uma taxa lenta de atuação, ou seja, a *biodegradação* do óleo pode levar de semanas, meses ou anos. Esta taxa de atuação irá depender (EPA, 2001):

- a) do tipo e quantidades de óleo derramado;
- b) tamanho e espessura (ou profundidade da área atingida);
- c) tipo de solo e condições climáticas reinantes;
- d) se a limpeza vai ocorrer em ambiente aeróbico (em ou próximo à superfície) ou anaeróbico (em zona subterrânea).

O Department of Energy – DOE dos EUA (DOE-NABIR, 2000), esclarece que a ação de *biorremediação* é classificada em: 1) *biotransformação*, que se dá quando ocorre a degradação ou transformação da substância química poluente em outra que não apresenta risco de contaminação. 2) *biodegradação*, que é representado pela transformação de uma substância química poluente em outra menos poluente. Em nível de processo, a *bioremediação* ainda pode ser dividida em:

- 1) *biotransformação*: termo utilizado para se referir a qualquer alteração na estrutura atômica ou molecular de um composto feita por microorganismos;
- 2) *biodegradação*: se dá quando os compostos orgânicos são ‘quebrados’ em compostos menores, que podem ser orgânicos ou inorgânicos, sendo estes processos também realizados por microorganismos. Quando ocorre sob condições anaeróbicas, o produto final é o CH<sub>4</sub> ;

- 3) *mineralização*: representa a *biodegradação* completa de um contaminante orgânico em outros de composição inorgânica, como o CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> O.

O DOE (op.cit.) ainda define os parâmetros gerais químicos e climáticos para o emprego de *biorremediação*: a faixa de temperatura varia entre 15 ° C e 45 ° C, o pH entre 5,5 e 8,5 e a razão de nutrientes no solo (C:N:P) deve ser de 120:10:1. Em casos mais específicos, como no tratamento de manchas de óleo, pode-se aumentar a faixa de variação de temperatura, indo esta de 0 ° C até 45 ° C, sendo os outros parâmetros iguais aos anteriores.

O tipo mais adequado de *biorremediação* a ser empregado no tratamento dos derrames de óleo é a *biorremediação intrínseca*, também conhecida como *atenuação natural*. Ela é baseada nos processos naturais de degradação do óleo por microorganismos. O tratamento da mancha ou derrame é feito com base na taxa de adição de microorganismos à mancha ou derrame. O objetivo é que a taxa de degradação seja rápida o suficiente para deter o avanço da contaminação. Além deste, existem outras técnicas de *biorremediação*, cada qual com uma aplicação específica: o *bioenriquecimento ex situ* é utilizado no tratamento de esgotos e eflúvios municipais. Já a *fitoremediação*, que consiste no emprego de plantas para o tratamento dos solos contaminados na zona da rizoesfera, pode se utilizar de raízes para remover metais tóxicos e radionuclídeos de águas contaminadas (*rizofiltração*), ou então plantas que acumulam metal para remover metais tóxicos do solo (*fitoextração*).

#### 4.4 - O Abandono da Produção e os Impactos Ambientais:

Como já foi demonstrado, ao longo deste capítulo, a extração de petróleo e/ou gás natural do ambiente marinho gera impactos ambientais ao longo de todas as fase de produção, assim como durante o transporte e armazenagem. Logo, ao contrário do que possa ser entendido a partir do título deste trabalho, as preocupações com a qualidade ambiental e com medidas de remediação não serão exclusividade da fase de *abandono*. Pelo contrário, elas deverão se dar durante todo o decorrer da vida útil do projeto, vindo a persistir mesmo após o encerramento da produção. Esta última fase, que pode ser denominada de *monitoramento ambiental*, deverá cuidar de modos de poluição mais específicos que os anteriormente descritos. Por exemplo, não haverá mais problemas de disposição de lixo ou de controle de descargas durante a produção, mas pode haver problemas de *manchas de óleo* (devido a vazamentos dos poços lacrados), *disposição final de grandes partes da estrutura plataformal* ou da *infra-estrutura de transporte*, *presença de compostos químicos residuais e rejeitos de perfuração*. Na realidade, os impactos ambientais devido ao *abandono* são decorrentes do efeito acumulativo dos diversos impactos ambientais que vão ocorrendo ao longo de um projeto E&P. Assim, a melhor forma de minimizar (ou evitar) os problemas ambientais quando do encerramento da produção é: ***assegurar que rígidos controles dos parâmetros de qualidade ambiental, em obediência às legislações e convenções***

***internacionais, sejam praticados durante toda a vida produtiva do projeto.*** Do contrário, ficará a falsa idéia que só poderão ocorrer danos ao meio ambiente a partir do *encerramento da produção*.

A primeira parte deste capítulo abordou a poluição decorrente da exploração e produção de petróleo, assim como discutiui as medidas mais comuns para o combate às *manchas e vazamentos de óleo*. A partir deste momento, admite-se que as mesmas técnicas e medidas servem para o tratamento de vazamentos oriundos de poços lacrados. Em princípio, o óleo, devido à diferença de densidade entre óleo e água, irá flutuar até a superfície e ficará sobrenadando na água. Contudo, dependendo da posição espacial do poço e da composição do meio, parte deste óleo pode ser absorvido por sedimentos, antes de sobrenadar. Neste caso, pode-se pensar em adaptar as técnicas de recolhimento de óleo em sedimentos, como aquelas utilizadas para derrames próximos à costa e em praias (item 4.3.4.1), contudo sem esquecer que o parâmetro predominante para a utilização desta técnica seria a *profundidade*. Entende-se que a contaminação do substrato marinho produziria os efeitos já descritos no item 4.2.2.

Outra forma de contaminação resultante do *abandono* é a *falta de tratamento ou disposição final dos rejeitos de perfuração*. Costumeiramente, eles são mantidos em pilhas, próximas aos locais de perfuração. Contudo, estes rejeitos estão contaminados por substâncias químicas empregadas durante a fase de perfuração, como lubrificantes e polímeros (fluidos de perfuração), detergentes, radionuclídeos naturais derivados das rochas perfuradas, moléculas de água confinada (com temperatura, salinidade e diversos íons que são estranhos ao meio) e moléculas de água de processo. Além da toxicidade produzida pelos compostos químicos, pode haver a poluição térmica devido ao contato da água confinada e/ou de processo com a água marinha do meio. Quando isto ocorre, o oxigênio do entorno é consumido no processo de equilíbrio térmico. Além disso, a dieta de alguns organismos é retirada do assoalho marinho e de partes detriticas deste mesmo assoalho. As pilhas de rejeitos de perfuração, então, poderão ser entendidas como zonas de alimentação e, realmente, poderão funcionar assim, mas os compostos químicos lá presentes irão se alojar nos tecidos gordurosos e, dependendo do tipo de elemento ou substância química, provocar um efeito tóxico ou cumulativo ao longo da cadeia alimentar, como foi descrito por Deb & Santra (1997), item 4.2.2.

No que se refere à estrutura da plataforma, merecem atenção as partes de aço e cimento (esta última, se houver) e a infra-estrutura de transporte da produção, ou seja os dutos. Quando a estrutura é toda de aço, geralmente o processo de abandono inclui o seccionamento da estrutura em duas partes, uma superior e outra inferior. A *saia* (parte superior) é rebocada até a praia e lá o aço recebe destinação, em geral reciclagem. Ou então é afundada ao lado da parte inferior. Já a parte inferior pode permanecer no local ou não. Deve-se atentar para o fato de que a distância entre a superfície e a porção inferior deve ser tal que permita a navegação. Obviamente, esta distância depende da região, do tipo de tráfego e calado das embarcações, sendo estas características citadas em legislação internacional. Whitney (2000), relata que a distância ideal é

em torno de 100 ft, ou seja, 30,48 m. Imagina-se que a manutenção da estrutura, assim como a parte superior afundada, dêem origem a um recife artificial. E realmente dão, pois em questão de horas o recife é ocupado por fauna marinha. Sob este ponto de vista, a criação de um recife pode servir como criadouro de peixes, mas também pode servir de nicho ecológico a outras criaturas, como descrito por Poruban (2001) para o Golfo da Louisiana. Contudo, a permanência da parte inferior pode trazer problemas à pesca ou à navegação, uma vez que as paredes recifais poderiam estragar as redes ou causar acidentes se a sua localização não constar de cartas náuticas. Na realidade, deve-se ter em mente que, a criação de um recife requer, antes de mais nada, a definição de sua utilidade. Se o objetivo for a *manutenção da atividade pesqueira*, então devem ser repensadas as técnicas de pesca para que se adaptem ao novo ambiente. Existe uma empresa nos EUA que constrói recifes artificiais para fins de lazer (surf, mergulho, etc.) ou pesca (eternalreefs.com, 2002). Esta empresa alega em sua propaganda institucional que um recife pode produzir 180 kg/ano de biomassa (animal + vegetal), sendo o tempo de vida útil do recife de 500 anos. Mas se o objetivo é a *manutenção da qualidade de vida marinha*, então a criação de recifes artificiais é discutível.

Segundo Seaman & Sprague (1991) *apud* Saul (1999), somente existem três razões que justificam a utilização de recifes artificiais: 1) empreendimento de cunho científico sobre a estrutura e função do ecossistema (ecologia, comportamento animal, etc.); 2) para o estudo e avaliação *in situ* de novas tecnologias subaquáticas; 3) como zona de pesca e gerenciamento ambiental (Seaman *et alli.*, 2000).

No entanto, atualmente é de senso comum, além de preceito legal em alguns países, que após o encerramento da produção, o ambiente de exploração deve ser reconstituído às condições próximas do original. Isto passa a ser entendido legalmente como “manutenção da qualidade da vida marinha”, o que corresponderia aproximadamente à terceira razão supra-citada. Então, a reconstituição feita com base na criação de recifes artificiais se torna um dispositivo para agregar fauna ao ambiente, todavia, diferente da original. Sob este ponto de vista, talvez, o grande atrativo para a utilização de recifes artificiais seja a imediata presença de vida marinha no local onde se instala o recife (Saul, *op.cit.*). Não obstante, existe a opinião geral de que, a presença de recifes artificiais, em locais onde eles anteriormente não existiam, pode servir de chamariz de espécies estranhas ao meio. Surgindo, então, a competição entre os indivíduos *autóctones* e *alóctones*. Caso esta alternativa seja empregada no Brasil, então, as partes de concreto presentes em algumas plataformas mais antigas, como aquelas do Nordeste Brasileiro, podem ser afundadas para a criação de recifes artificiais. Aliás, na Bacia Potiguar, costa do Rio Grande do Norte, já opera o Projeto Marambaia, o qual consiste na criação de recifes via utilização de partes de concreto de plataformas ou de containers. Este projeto é coordenado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Como foi citado no parágrafo anterior, o seccionamento da plataforma implica na manutenção de uma distância de cerca de trinta metros, entre a estrutura e a superfície. Contudo,

em alguns locais, devido a profundidade, não é possível manter a porção inferior. Alguns produtores da região do Golfo do México defendem o emprego de explosivos para o desmonte desta parte, em geral aço. Eles justificam sua opção como de fácil aplicação (rápida e barata) e por ser capaz de produzir poucos danos ao meio marinho. Obviamente, os ambientalistas discordam desta posição. Eles dizem que a utilização de explosivos para o desmonte da estrutura produz *dumping*, pois os restos da plataforma permanecem no local, indo se depositar no fundo e de forma desordenada. Além disso, a explosão pode provocar poluição térmica, morte de peixes e outros organismos devido a concussão (onda de choque gerada pela explosão) e turbidez. Os defensores do desmonte via explosivos refutam estas alegações, argumentando que a quantidade de explosivos utilizada é rigorosamente controlada, a ponto de não gerar uma onda de choque capaz de matar peixes (Whitney, 2000).

Levando-se em conta as disposições de *abandono* citadas nas legislações e tratados internacionais (vide Capítulo III), este tipo de desmonte, embora prático, segundo a alegação dos produtores do Golfo do México, poderia ser objeto de ação judicial, pois contraria os preceitos internacionais já estabelecidos contra o *dumping* e disposição de qualquer tipo de resíduo no mar (OSPAR, Convenção da ONU sobre o Mar, Agenda 21, etc.). Não obstante, percebe-se que os defensores do desmonte explosivo poderiam prolongar a disputa judicial por um bom tempo, inclusive saindo vencedores ou, no mínimo, com um acordo favorável, pois poderiam usar de sua própria prática de desmonte para a alegação de legalidade. Melhor dizendo, eles poderiam usar de *uma filigrana jurídica*: como não há referência ao desmonte com explosivos e, conseqüente não há proibição, o uso de explosivos não é ilegal, mas pode vir a ser legal se, baseado em outro princípio do direito, a *praxis* for transformada ou reconhecida como lei. Basta para isto a concordância em documento das partes interessadas, convertendo a prática em lei. Além disso, a defesa deste tipo de desmonte poderia argumentar também que, ao invés de estar fazendo *dumping*, estariam sim construindo recifes artificiais. Logo, estariam de acordo com as convenções internacionais, especialmente a legislação britânica.

Independente do embate entre defensores e contestadores desta técnica de desmonte, a sua aplicação tem o seu melhor rendimento em zonas distantes da costa com padrões de corrente bem conhecidos, do que próxima a costa. Quando a estrutura está próxima à costa e em águas rasas (*zona nerítica*), é aconselhável que seja dada preferência à formação do recife, uma vez que, sendo os explosivos aplicados à parte inferior da estrutura, a onda de choque resultante pode causar danos à vida marinha. Todavia, deve ser observado se a manutenção da estrutura no local não vai afetar a navegação ou o trânsito de pequenas embarcações. Também pode ser a alternativa mais viável de *abandono* quando não há previsão de fundos criados para financiar o processo de desmonte da estrutura.

A legislação internacional também reconhece como *dumping* a permanência da infraestrutura de transporte de petróleo e/ou gás. Conseqüentemente, os gasodutos, oleodutos e todas

as conexões da rede de transporte e/ou bombeamento devem ser removidas, não só como forma de evitar o *dumping*, mas também como prevenção a vazamentos de óleo.

Por fim, cabe associar às plataformas o problema da poluição visual, o qual pode ocorrer em conjunto com os transtornos à navegação. Em regiões de alta densidade produtora, como o Mar do Norte, os produtores de petróleo e a navegação comercial compartilham da mesma zona de trânsito, ou seja, as embarcações trafegam, literalmente, entre as plataformas. Até o momento, a navegação continua normalmente, desde que guardados os devidos cuidados, mas ao se levar em conta que o mar pode ser entendido como área de lazer, então as plataformas estariam poluindo visualmente a área de lazer que é o Mar do Norte. O mesmo vale para a costa Nordeste do Brasil, pois é uma área de alto fluxo turístico e, embora a concentração de plataformas não seja igual àquela da costa do Reino Unido e Noruega, ainda assim, existe o problema da poluição visual, pois algumas delas podem ser avistadas das praias e dos hotéis.

#### 4.5. - *Dinâmica Geral do Abandono:*

Levando-se em conta o que foi discutido, até o momento, no presente capítulo e nos anteriores, pode-se imaginar que um processo idealizado de *abandono*, terá como objetivos principais: a) minimizar os danos ambientais; b) restituir os parâmetros de qualidade ambiental; c) reciclar ou reutilizar o material da plataforma e; d) minimizar a falta de remuneração que ocorre com o encerramento da produção.

- a) minimizar os danos ambientais: o eixo deste objetivo é o *controle sobre os derrames* de qualquer volume de óleo, incluindo a previsão das medidas de tratamento e recuperação do meio atingido. Igualmente importante é o *controle da disposição* dos químicos utilizados na perfuração, da água de processo e da água confinada. A forma de disposição final destes rejeitos anteriores, juntamente com o lixo, está definida em várias legislações internacionais. Não se deve esquecer que o maquinário utilizado no processo de desativação ou remoção queima combustível. Assim, modernamente, incorpora-se aos possíveis danos ao meio ambiente a *contribuição ao aumento do efeito estufa* que a desativação de uma plataforma pode representar.
- b) restituir os parâmetros de qualidade ambiental: o principal parâmetro a ser monitorado, controlado e, se possível, restituído ao seu estado original (ou mais próximo do original) é a *qualidade da água*. Este parâmetro representa a estreita observação do comportamento da vida marinha, da oxigenação do meio e a proteção de praias, mangues e outros ecossistemas. A presença de químicos pode inibir a circulação de oxigênio na água e contaminar a vida marinha e os ecossistemas costeiros. Logo, entende-se que a flora e fauna marinha devem ser protegidas deste tipo de

contaminação. O cumprimento deste objetivo também pode englobar, à exemplo do objetivo anterior, uma avaliação sobre o efeito estufa. Aliás, duas avaliações baseadas em controles diferentes poderiam dar uma melhor visão sobre as relações entre o *abandono* e o efeito estufa. Por fim, embora nem sempre considerado, pois é um parâmetro bastante subjetivo, está o conforto visual, traduzido na ausência de poluição visual. Qual seja, uma plataforma representa um empecilho à uma visão perfeita do horizonte marinho. Em uma zona turística, isto poderia refletir negativamente, pois, lugares com horizontes limpos, seriam mais adequados ao turismo e lazer, subjetivamente falando.

- c) reciclar ou reutilizar o material: como já foi dito anteriormente, em outras partes deste texto, o aço e o concreto podem ser reutilizados ou reciclados. O aço pode ser utilizado em construção civil. Já o concreto pode ser empregado na criação de um recife artificial, sendo que o mesmo pode ser feito com *containers* e as partes de sustentação da plataforma.
- d) minimizar a falta de remuneração que ocorre com o encerramento da produção: basicamente consiste em se encontrar um meio de financiar o processo de *abandono*. O autor deste trabalho entende como as formas mais adequadas de financiamento as seguintes: i) *captar-se recursos do produtor, com base em um percentual retirado do preço de cada barril extraído*; ii) *constituir-se um fundo com participação meio-a-meio entre produtor e estatal ou produtor e país sede*; iii) *venda em bolsa de valores de bônus verdes para financiar o processo de desativação de plataformas*; iv) *o estabelecimento de um fundo suprido com os valores arrecadados de multas por derramamento de óleo, ou outro tipo de poluição*.

A primeira forma de financiamento, qual seja, captar-se recursos do produtor para constituir um fundo de *abandono* é um expediente comum de captação de recursos. Todavia, geralmente empregado para remuneração ou pagamento de direitos de exploração ao *concedente*. Neste tipo de tributação, à medida que a produção aumenta, também aumenta o percentual de arrecadação incidindo sobre o barril extraído. A adaptação deste sistema para o contexto do encerramento da produção e desativação das plataformas seria bastante simples, desde que houvesse separação entre o que é pagamento do direito de exploração e o que é recurso para o fundo do *abandono*. Obviamente, leva-se em conta que o *concedente* não vai abrir mão do pagamento dos direitos de exploração. A grande vantagem deste sistema é que ele pode ser implementado desde o primeiro dia de exploração. Os recursos para o fundo seriam diluídos ao longo da cadeia produtiva e poderiam entrar na rubrica de investimentos a longo prazo, ou então, como abatimento de custos de desativação de plataformas. As desvantagens seriam que a arrecadação dos tributos para o fundo, certamente, refletiriam sobre o preço dos derivados, além disso, às vezes, o tributador teima

em criar novas formas de tributação. O percentual destinado ao *abandono* que incidiria sobre o barril deve ser facilmente absorvido, de modo a não refletir sobre o consumo de derivados, a ponto de refrear o consumo. Sugere-se aqui, percentuais variando entre 0,05% e 0,1%.

A segunda forma, isto é, a constituição de um fundo meio-a-meio entre produtor e ente estatal, nada mais é do que uma variação da primeira. Só que, neste caso, há a destinação por parte do Estado de recursos para o fundo. O aporte de recursos estatais pode se dar ao longo de toda a vida útil do projeto ou apenas quando do encerramento. Não obstante, deve haver salvaguardas legais que garantam que o produtor irá, realmente, destinar recursos para o fundo.

A terceira forma, a venda de bônus verdes, consistiria na abertura de capital da empresa com vistas ao financiamento do *abandono*. Na realidade, o espectro de utilização destes recursos poderia ser bem maior, pois serviria de investimento em tecnologias “mais limpas” de produção e exploração de petróleo ou energias alternativas, como por exemplo a energia solar. Os donos das cotas teriam o direito de sugerir, participar ou elaborar as políticas ambientais das empresas. Esta abertura de capital deve ser limitada, de preferência, algo em torno de 1% a 3% e, talvez, no máximo, de 5%, pois a ótica ambiental dos novos cotistas pode representar riscos aos planos de desenvolvimento da empresa. Mas, por outro lado, há a possibilidade do aumento do número de consumidores, uma vez que este tipo de empresa seria visto como “empresa verde ou amiga do meio ambiente”. Na realidade, nada mais seria do que ter estabelecido um novo nicho de mercado.

Finalmente, outra alternativa de financiamento seria proveniente da aplicação de multas relacionadas a derrames de óleo, de derivados ou queima de combustíveis. Nesta categoria incluir-se-iam os derrames de óleo ocorridos durante o transporte de derivados (marítimo e terrestre) e durante a exploração e produção de petróleo. Ainda na mesma categoria, estariam as penalidades devido a disposição inadequada de resíduos de plataformas, resíduos de perfuração, lixo de embarcações e limpeza de tanques. Também importantes seriam as multas aplicadas às instalações industriais que operassem com diesel, óleo combustível ou outro tipo de derivado fora dos padrões ambientais. Mais uma vez, deve-se ter em mente, que é mais fácil criar outra penalidade do que realocar os recursos obtidos com uma para uma nova utilização.

O capítulo seguinte, dividido em três partes, irá agregar os dados e considerações feitas nos capítulos anteriores. A primeira parte vai apresentar as principais técnicas de *abandono* de plataformas, juntamente com a forma sistemática de desativação atualmente praticada. Já a segunda parte apresenta uma sugestão de metodologia de *abandono* para o caso brasileiro. A terceira e última, identifica discute e sugere os condicionantes ambientais que deverão ser monitorados, utilizando como embasamento para a discussão os capítulos III e IV.

## SÍNTESE DO CAPÍTULO IV

O meio marinho pode ser contaminado de diversas formas. Uma das mais importantes é aquela produzida a partir da exploração, produção e transporte de petróleo e/ou gás natural. A forma mais comum e visível de poluição é a mancha (derrame) de óleo. No entanto, a poluição marinha também pode se dar devido à disposição inadequada de resíduos, especialmente lixo, restos de perfuração e produtos químicos utilizados durante a perfuração dos poços.

A poluição chega até o mar através dos meios condutores de contaminação, isto é, o contato da poluição com o mar é possível porque existem meios capazes de transportar os poluentes. Os principais são **rios, atmosfera e a disposição de lixo**. Os rios conduzem dois tipos de poluição: **a natural**; produto do trabalho erosivo dos rios e da ação do intemperismo sobre as rochas e; **a antropogênica** representada pela presença de substâncias químicas derivadas de processos industriais. **A atmosfera**, através da dinâmica de movimentação das massas de ar, carrega material particulado produto da queima de combustíveis fósseis até o mar. Por fim, **a disposição inadequada do lixo** tanto urbano quanto originário de embarcações, tem a sua presença detectada tanto próximo à praia quanto em alto mar. Dependendo da composição do lixo, este pode reagir quimicamente com os outros compostos já disseminados no meio marinho.

Existem diversas formas de se identificar e quantificar a contaminação do meio marinho. As duas mais conhecidas se baseiam no princípio da medição do teor de um ou mais elementos químicos, alguns naturais e outros incorporados ao meio. A presença destes últimos, seria o indicador de que a poluição atingiu o meio. A técnica mais comum consiste na análise da água do mar ou estudo de organismos capazes de absorver estes elementos. Os elementos químicos que merecem mais atenção, quando da análise das águas marinhas, são Zn, Ni, Cu, As, Se, Ag, Cd, Sb, N, P, Si. A presença de um ou mais destes elementos, assim como a ausência de um ou mais deles pode indicar poluição. O mesmo vale para a observação de suas concentrações naturais no mar. A ocorrência acima de um dado teor também pode ser indicadora de poluição. Uma outra abordagem consiste no estudo de organismos capazes de incorporar organicamente substâncias ou elementos químicos derivados de atividades industriais. Organismos como os corais e as conchas bivalvas podem apresentar o registro de elementos químicos em seu metabolismo, principalmente Pb, Cd,

Pu e C<sup>14</sup>. No caso dos bivalvas, que apresentam um ciclo de vida de poucos anos, o fato de registrarem compostos químicos é um indicador bastante seguro da presença e teor da contaminação. Devido a esta característica, estes organismos podem ser usados no controle e monitoramento da poluição em zonas costeiras.

Quando a poluição atinge o meio marinho, os impactos se dão sobre três zonas ou compartimentos: a primeira delas é a própria **água do mar (compartimento pelágico)**. Contudo, a proporção dos danos, ou seja, o maior ou menor impacto da poluição, depende da profundidade, salinidade, presença de microorganismos resistentes ou não ao poluente, do regime dos ventos, das correntes marinhas, volume e densidade do poluente. A segunda zona é o **substrato marinho (compartimento bentônico)**. A porosidade e permeabilidade do assoalho marinho podem favorecer ou dificultar a absorção do poluente. Contudo, a velocidade de absorção irá depender do volume de poluente e da presença ou não de compostos químicos *in loco* que acelerem ou retardem as reações de absorção. A terceira zona de impacto é a abrangida pela **vida marinha (compartimento dos organismos vivos)**. Alguns organismos marinhos têm a capacidade de absorver poluentes durante o seu ciclo metabólico, o que pode provocar um efeito cumulativo ao longo da cadeia alimentar.

As principais fontes de contaminação do meio marinho são: a) **compostos orgânicos sintéticos** que podem estar associados ou não a radionuclídeos artificiais. Em geral, são derivados de processos industriais ou do uso de herbicidas, como o DDT, o PCB e o CFC. Já os radionuclídeos mais comuns e suas respectivas meias-vidas são: H<sup>3</sup> (2,3 y), Sr<sup>90</sup> (28 y), Cs<sup>137</sup> (33 y), C<sup>14</sup> (560 y) , Pu<sup>239</sup> (24.100 y) , Pu<sup>240</sup> (6.580 y). O H<sup>3</sup> e o Cs<sup>137</sup> dissolvem na água salgada e se depositam lentamente no assoalho oceânico. Já o C<sup>14</sup> e o Sr<sup>90</sup> e os isótopos do Pu tomam parte nos ciclos biogeoquímicos e, devido a isso, têm uma velocidade de deposição mais rápida. Os radionuclídeos podem estar presentes naturalmente no mar, ou podem ser liberados durante a perfuração e, ainda, podem ser oriundos dos compostos químicos utilizados durante a perfuração; b) **compostos de pouca capacidade de diluição**, como lixo e restos de alcatrão e; c) **metais pesados e traços** (Pb, Cu, Zn e Ni), que possuem pouco tempo de residência no meio marinho.

Estudos realizados sobre o efeitos da poluição por HCs no meio marinho demonstram que: 1) pode haver uma redução na taxa de crescimento dos vegetais, mortandade ou incentivo ao crescimento, dependendo do

volume de óleo derramado; 2) a contaminação do assoalho marinho depende do volume e da maior ou menor viscosidade do óleo; 3) os metais pesados tendem a se acumular nos tecidos gordurosos dos peixes e, a partir daí, podem contaminar os mamíferos marinhos maiores que se alimentam deles e; 4) as manchas de óleo, dependendo da densidade, volume, tempo de derrame, salinidade e temperatura, podem contaminar a água através da diminuição da oxigenação, do contato com o fundo marinho ou alteração na intensidade de insolação.

O tratamento das manchas de óleo deve ser precedido do conhecimento acerca do comportamento das manchas no meio marinho. Com a ação da temperatura, a mancha tende a ir perdendo os seus componentes voláteis, o que, posteriormente, vai facilitar o seu recolhimento. Todavia, ação do vento, correntes e marés pode conduzir a mancha até a praia, potencializando os efeitos da poluição sobre os ecossistemas costeiros.

O primeiro passo no tratamento das manchas é a contenção, isto é, evitar que ela se propague por uma área extensa. Esta ação é conduzida com a utilização de bóias e materiais capazes de absorver o óleo. Os quais podem ser polímeros, palha, cinza, etc. Ou então, pode-se empregar um composto industrial de diluição ou emulsificação. Posteriormente, quando o óleo atinge o estado de emulsão, ele pode ser recolhido. Já quando a mancha atinge a praia, pode ser que ela penetre na areia. Comumente, a areia é revolvida e retirada do local, depois é tratada com soluções quentes para que o óleo seja retirado. Após o recolhimento do volume que impregnou a areia, a areia limpa é devolvida ao seu local original. Outra forma de tratamento dos derrames de óleo é a *bioremediação intrínseca ou atenuação natural* que se baseia na adição de microorganismos ao derrame com o objetivo de aumentar a taxa de degradação natural.

## CAPÍTULO V - A PROMOÇÃO DO ABANDONO

### 5.0 - Introdução:

Nos capítulos anteriores, expôs-se que o *abandono* não é apenas uma obrigação legal da parte dos produtores, mas também um dever do ponto de vista ambiental, uma vez que a atividade de exploração de petróleo e gás natural no meio marinho é potencialmente poluidora, sendo os seus efeitos sentidos não só na biota marinha, mas também refletindo sobre a atmosfera, sendo uma fonte a mais de contribuição para o efeito estufa. Além do potencial poluidor, ainda há os riscos que as estruturas plataformais representam para a navegação.

O termo *abandono de produção* utilizado neste trabalho se refere a qualquer tipo de estrutura de E&P em *offshore*, seja flutuante, fixa, de concreto ou aço. No entanto, em se considerando a realidade exploratória brasileira, percebe-se que as plataformas fixas apresentam o maior potencial de danos ao meio ambiente. Já os sistemas flutuantes empregados em zona de águas profundas e ultra-profundas, podem ser deslocados segundo a conveniência, o que já diminui os problemas decorrentes da permanência de estrutura de sustentação ou infra-estrutura de transporte e bombeamento, sem, no entanto, isentá-los de problemas como manchas de óleo ou disposição de resíduos.

O objetivo deste capítulo é abordar os parâmetros ambientais a ser observados antes do início das atividades de *abandono*, de modo a resguardar o meio marinho da ocorrência de possíveis impactos ambientais. O mesmo vale para os parâmetros ambientais que devem ser controlados durante e posteriormente às atividades de *abandono*, igualmente com o fim de preservar o mar contra os impactos decorrentes do encerramento das atividades de produção. Estas medidas devem prever a possibilidade futura de contaminação por parte da infra-estrutura que não pôde ser removida, como os poços selados ou partes do esqueleto de sustentação que permanecem no local (*remoção parcial*).

Em outras palavras, deve-se entender o procedimento de *abandono* como a aplicação de salvaguardas ambientais durante a exploração e produção, assim como durante o encerramento da produção, mais o monitoramento das salvaguardas aplicadas e a avaliação de sua efetividade ao longo do tempo. Embora não exista consenso, sugere-se um período semelhante ao existente na legislação britânica, qual seja, um mínimo de cinco anos, sendo o ideal de vinte e cinco anos.

## 5.1 - A Disposição das Plataformas Offshore:

Em 1998, houve a assinatura do novo tratado da OSPAR, voltado para o Atlântico - NE, tratando da disposição ou destinação final das estruturas plataformais *offshore*. Segundo o referido documento, a disposição das plataformas será feita em **ambiente onshore de modo a diminuir os impactos ambientais sobre o mar, facilitar as atividades de reciclagem do material e cumprir as diversas legislações internacionais sobre o abandono**, além de responder às demandas dos grupos ambientalistas que clamavam por uma solução para a questão das plataformas.

Participaram da promulgação do OSPAR (1998): Bélgica, Dinamarca, França, Finlândia, Alemanha, Islândia, Irlanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça, Reino Unido, mais todos os membros da União Européia. Obviamente, o Reino Unido e a Noruega firmaram este documento em caráter relutante, visto as suas posições anteriores em defesa da remoção parcial (ver item 4.1). Na realidade, a Comissão Oslo-Paris nada mais fez do que confirmar a decisão já manifestada anteriormente no OSPAR (1992) que tratava do banimento do *dumping*.

Pode-se apontar a ocupação da Brent/Spar da Shell como a consolidação da posição ambiental e legalista contra o *dumping* e a favor da remoção total. O *afundamento* da Brent/Spar ocorreria a 150 milhas da costa e numa profundidade de 2.000 m, mas após uma campanha que incluiu um boicote de consumidores aos produtos da Shell, vandalismo e cartas-bomba, houve a ocupação da plataforma liderada pelo Greenpeace quando ela estava sendo rebocada para o local de disposição. Após este movimento, a posição inicial de *afundamento* foi revista e em 1998 começou o processo de *descomissionamento* em *onshore* (Pulsipher & Daniel IV, 2001).

As principais preocupações manifestadas pelo Greenpeace diziam respeito aos seis tanques de armazenagem de resíduos<sup>58</sup> (*sludge*) e ao sistema de dutos associados aos tanques, uma vez que estes são fontes de metais pesados. Havia também preocupação quanto ao local de disposição, pois lá ocorria a liberação natural de metais pesados no assoalho marinho, os quais poderiam aumentar a quantidade de metais pesados em níveis maiores do que os estimados anteriormente, pois se associariam aos metais pesados oriundos de resíduos de perfuração. Segundo uma declaração do Greenpeace, feita à época da ocupação, “*as bactérias do assoalho oceânico ficariam muito gratas pela chegada da Brent Spar*” (Pulsipher & Daniel IV, op. cit). O movimento contra o *afundamento* de plataformas foi generalizado. Qualquer tipo de estrutura passível de *afundamento* era combatida, não havia qualquer separação entre plataforma, torre de perfuração ou tanque. Na realidade, o termo “Spar” refere-se a um tanque de armazenagem que fica ancorado ao leito oceânico. Este tipo de equipamento era utilizado no Mar do Norte antes dos dutos entrarem em funcionamento. Atualmente, as práticas de *descomissionamento*, aplicam-se

---

<sup>58</sup> Este tipo de resíduo não está associado às plataformas *offshore*.

também aos tanques, incluindo qualquer estrutura, à exceção das estruturas de suporte feitas de aço (o que ainda é objeto de discussão). Isto significa que as partes de aço podem permanecer no local, uma vez que não há evidências científicas de que estruturas de aço ou concreto causam impactos ambientais. Por outro lado, estas estruturas vêm se constituindo em ambientes favoráveis à vida marinha, pois são utilizados como base para a construção de recifes artificiais.

Os defensores do *afundamento*<sup>59</sup> das partes de concreto ou de sustentação feitas de aço, argumentam que elas poderão ser benéficas em regiões pobres em vida marinha, além de as mesmas trazerem benefícios para a pesca. Na costa da Louisiana, próximo ao Golfo do México, estima-se que os recifes artificiais contribuíram para um aumento de 10% na vida marinha. No entanto, os ecologistas argumentam que os “novos” recifes podem inviabilizar a pesca de arrastão. Todavia, a pesca de arrastão é *per se* uma atividade predatória do meio marinho, pois não seleciona os animais por tamanho, apanhando-os tanto na fase jovem quanto adulta e mesmo na época reprodutiva. Não obstante a opinião contrária dos ecologistas, o grupo pró-recifes artificiais também sustenta que as plataformas representam lugares de refúgio e descanso quando estão próximas às rotas migratórias. No Golfo do México, já foi observado que pássaros migratórios, borboletas, mamíferos e tartarugas marinhas as utilizam como ponto de parada em suas migrações (Poruban, 2001).

Entende-se, então, que uma das considerações a se ter em mente sobre *abandono* é que: **na disposição final da plataforma, parte de sua estrutura pode ser utilizada como meio de proteção à fauna marinha.** Esta ação traz benefícios ao proprietário da plataforma, não só do ponto de vista das “boas relações ambientais”, mas também do econômico. Uma vez que, quanto menos material ele (o proprietário) tiver de remover, menores serão os custos das operações de *abandono*. Estes custos omitidos (ou evitados) podem também reverter em economias aos outros usuários do mar, especialmente àqueles ligados à pesca. Dependendo do tipo de remoção processada a pesca pode ser mais ou menos rentável. Por exemplo, em zonas de pesca onde estão localizados recifes artificiais, o rendimento pesqueiro pode ser maior. Todavia, independente do rendimento financeiro que poderia ser gerado devido ao encerramento da produção, o grande obstáculo à realização do *abandono* é, ainda, de ordem financeira, qual seja, o financiamento dos custos envolvidos. Por exemplo, os produtores do Golfo do México estão subordinados à legislação estadunidense que rege tanto a *remoção parcial* quanto a *total*. Boa parte dos recursos destinados a estas operações, além de provir de fundos específicos para *abandono*, vêm dos sucessivos adiamentos do início do *descomissionamento* que os produtores fazem. Em outras palavras, cada adiamento implica em poupança. Na realidade, o dinheiro não empregado no momento presente, por força de lei, o será no futuro. Os custos serão cobertos ou com base na remuneração obtida com a produção de novos campos, ou devido a rendimentos financeiros obtidos (especulativamente) do montante que era destinado ao processo de desativação e

remoção da plataforma, ou ainda da venda de bônus ambientais para financiar o *abandono* (ver item 5.0). Outra forma de financiar a remoção das plataformas é investir no desenvolvimento de técnicas de desmonte ou deslocamento das estruturas. Estima-se que, dependendo do tipo de tecnologia empregada, a economia dos custos de remoção pode variar entre 30% e 65% (Whitney, 2000; Poruban, op. cit; Pulsipher & Daniel, 2001).

Desde a década de 1990, uma alternativa de *abandono* vem ganhando destaque, trata-se da criação de recifes artificiais. Parte do sucesso desta técnica se deve à facilidade de sua implementação, assim como baixo custo, pois pode ser realizada com a utilização de partes da plataforma. No entanto, a característica que ganha mais destaque é a possibilidade de recuperação do meio marinho. A indústria pesqueira do Golfo do México é favorável à criação de recifes artificiais, pois eles se tornam locais de concentração de peixes (Poruban, 2001). Assim o sendo, para a pesca em escala industrial, há os benefícios de um menor tempo de permanência no mar, aliado à economia de combustíveis, pois as embarcações circularão por áreas menores atrás de pescado. (Whitney, 2000). As duas técnicas mais adequadas à criação de recifes artificiais são: o *afundamento* com cabos de aço ou *cabeamento*<sup>60</sup> (*towing*) e a remoção da parte superior (*toppling*). A primeira técnica tem como objetivo principal a criação de um recife artificial. Já a segunda foi desenvolvida para garantir a segurança da navegação, uma vez que a remoção da parte superior é feita até uma profundidade capaz de permitir a passagem de navios de calado comercial. Internacionalmente, admite-se que o padrão de segurança para navegação é a profundidade de 26 m. Neste contexto, a criação do recife é uma *conseqüência* e não o principal objetivo, pois o recife surge a partir da estrutura de sustentação que é deixada no local após a remoção da parte superior da plataforma.

Pulsipher & Daniel IV (2001) e Saxon (1997), produziram estimativas sobre a economia que o emprego destas técnicas poderia gerar. A economia média que a técnica de *cabeamento* pode representar é de 17% dos custos totais de remoção. A posição favorável à formação de recifes que os produtores de petróleo do Golfo do México assumiram é, na realidade, uma forma de evitar o cumprimento da cláusula de *limpeza do local*, cláusula esta prevista na legislação americana para *abandono*<sup>61</sup>. Todavia, esta técnica não pode ser empregada em qualquer lugar, pois a legislação estadunidense não permite sua utilização indiscriminadamente, uma vez que se constitui em *remoção parcial* ao invés da *total*. Outro ponto bastante importante é o custo do *afundamento* com cabos de aço, pois as taxas diárias em Janeiro de 2001 eram de US\$ 100 mil. Para os produtores do Golfo, a opção de *afundamento* total da plataforma só é viável quando a estrutura está muito longe da costa, evitando-se, pois, custos elevados de reboque até o continente.

---

<sup>59</sup> Na realidade, o *afundamento* das estruturas de aço é *dumping*, pois as mesmas permanecerão no local onde já estavam quando constituíam a base de sustentação da plataforma.

<sup>60</sup> Neologismo criado pelo autor da tese.

No capítulo III, já foi discutida a questão da validade legal e aplicação das disposições da Organização Marítima Internacional. Não obstante haver o entendimento que o documento IMO tem caráter mais recomendatório que legal, há também o aspecto prático da questão. **Segundo a IMO, todas as plataformas em águas de profundidade inferior a 55 m e peso menor que 4 mil t devem ser trazidas para a praia em sua totalidade, mas aquelas acima deste peso e em profundidades que ultrapassem os 55 m podem ser cortadas e trazidas em partes.** Além disso, os padrões IMO definem o que é uma *grande plataforma*, isto é, *aquelas acima de 4 mil t e em profundidades superiores a 55 m* (ver item 3.2.1). Aparentemente, os critérios da IMO podem ser aplicados sem dificuldade à região do Golfo do México, mas em outras zonas exploratórias, a *distância até a costa*, *profundidade de exploração*, assim como o *porte das plataformas* podem ser fatores limitantes, como no caso do Brasil e suas características de *offshore* em águas ultra-profundas. O aspecto geral da distribuição mundial das plataformas pode ser observado na Tabela 5.1 abaixo, que mostra as plataformas *offshore* de acordo com a profundidade. As colunas da esquerda estão separadas por faixas de profundidade. A faixa de 35 m a 55 m é a profundidade necessária para a atracação de petroleiros no Golfo do México. Por outro lado, a profundidade de 26 m a 35 m representa a zona de segurança para navegação recomendada pela IMO. Na realidade, o limite é de 100 ft, ou seja, 30,48 m. Já a Tabela seguinte (5.2) lista as grandes plataformas na faixa > 55 m para as quais os critérios de *abandono ou remoção total* da IMO não se aplicam. Para estas plataformas poderia ser tentada a *remoção parcial*. No caso brasileiro, as grandes plataformas em profundidades superiores a 55 m têm um tempo médio até o *abandono (parcial)* de onze anos, quando se considera um ciclo produtivo de trinta anos.

**Tabela 5.1 – Distribuição mundial das plataformas segundo a profundidade**

Região	Grandes plataformas			
	> 26 m ≤ 35 m	> 35 m ≤ 55 m	> 55m (≅ 4 mil t)	> 55m ( > 4 mil t)
Golfo do México (EUA)	1138	913	156	545
Golfo Pérsico	389	259	6	43
Ásia SE	667	492	152	279
África Ocidental	311	232	64	114
Mar do Norte / Europa NO	406	273	12	153
Sub Continente Indiano	232	231	101	201
América Central e do Sul (s / Brasil)	121	107	9	54
México	144	127	9	17
Mediterrâneo / Mar Negro	78	58	22	40
Mar Vermelho / Golfo de Suez	87	52	5	22
<b>Brasil</b>	<b>34</b>	<b>26</b>	<b>2</b>	<b>19</b>
Austrália / Nova Zelândia	28	28	2	19
Oriente Médio	23	20	1	18
<b>Total</b>	<b>3658</b>	<b>2818</b>	<b>541</b>	<b>1524</b>

Fonte: Pulsipher & Daniel IV (2001)

<sup>61</sup> Esta cláusula é um reflexo das Convenções Internacionais anteriormente assinadas pelos EUA.

**Tabela 5.2 – Distribuição mundial das grandes plataformas segundo a idade**

<i>Região</i>	<i>&gt; 55m</i>	<i>( % do total)</i>	<i>Idade média (anos)</i>
Golfo do México (USA)	545	11	13
Golfo Pérsico	43	2	15
Ásia SE	279	13	12
África Ocidental	114	12	12
Mar do Norte / Europa NO	153	39	14
Sub continente indiano	201	43	12
América Central e do Sul (s / Brasil)	54	13	18
México	17	6	14
Mediterrâneo / Mar Negro	40	16	12
Mar Vermelho / Golfo de Suez	22	3	13
<b>Brasil</b>	<b>19</b>	<b>33</b>	<b>19</b>
Austrália / Nova Zelândia	19	36	16
Oriente Médio	18	45	5
<b>Total</b>	<b>1524</b>	<b>25</b>	<b>-</b>

Fonte: Pulsipher & Daniel IV (2001)

Pelo exposto pode ser inferido que o problema do *abandono* tem duas vertentes atuais. A primeira se dá em regiões produtoras como o Golfo do México e Mar do Norte, *locais em que já ocorreram e continuam ocorrendo atividades de desativação de plataformas*. Logo, além da consolidação de tecnologia, há uma idéia dos custos envolvidos e, conseqüentemente, dos montantes financeiros necessários para realizar tais operações. Como resultado, o impacto financeiro sobre as atividades produtivas é relativamente conhecido, permitindo que, através de projeções de gastos, minimize-se os possíveis reflexos sobre as atividades produtivas. Por outro lado, a segunda vertente está relacionada às regiões *onde ainda não ocorreu abandono*, como o Brasil.

No caso brasileiro, embora as tecnologias de desativação e remoção de plataformas sejam conhecidas, não há estudos sobre os reflexos dos custos do *abandono* na estrutura de produção de petróleo e gás. A alocação de recursos financeiros para um fundo que venha a, futuramente, arcar com os custos da desativação pode ser responsável por acréscimos ao preço de venda do barril extraído, do derivado comercializado ou ainda de tributação sobre a circulação de combustíveis dentro do país. Deste modo, percebe-se que o impacto econômico das operações de desativação de plataformas seria relevante no Brasil, ao contrário do que ocorre com os produtores que já estão “acostumados” a isto. Conforme já discutido no item 4.5, qualquer tentativa de financiamento do *abandono* por meio de um percentual que incida sobre o preço do barril (como os citados 0,05% a 0,1%), deve ser de um montante tal que permita a gradual observação pelos consumidores, não impondo, devido ao preço dos derivados na bomba, qualquer espécie de restrição à demanda.

Obviamente, qualquer discussão sobre o **destino final das plataformas deve estar intimamente ligada às relações que ela guardará com o meio circundante**. Isto significa dizer que, assim como cada ambiente exploratório requer um tipo específico de plataforma e de equipamento de perfuração, da mesma forma dever-se-á prever como a estrutura e equipamentos irão interagir com o seu entorno. Interação que representa o primeiro passo para que o processo de *abandono* seja o menos traumático possível ao meio marinho. Todavia, é difícil, dentro do atual quadro exploratório, definir em que local do globo se dá esta interação, ou mesmo se ela ocorre ou já ocorreu, pois implicaria no *cumprimento rigoroso dos padrões já estabelecidos para tratamento de resíduos, associado à existência de um tipo de plataforma e equipamento de perfuração que fossem facilmente recicláveis, ou mesmo um tipo de perfuração que não produzisse resíduos*. Assim, enquanto esta realidade não se apresenta, o primeiro passo para a definição da forma mais adequada de realizar o *abandono* é conhecer o cenário exploratório. Para tal, dentro do escopo deste trabalho, existem quatro tipos de cenários exploratórios principais, cada qual com a sua respectiva ecologia, parâmetros climáticos e arcabouço geológico. Estes cenários são, a saber: i) águas profundas, ii) cenários de condições ambientais diversas, iii) áreas sensíveis e, iv) áreas próximas a corais, mangues e pântanos.

**Águas Profundas:** representadas pelo Golfo do México, Costa Brasileira (água ultra-profundas da Bacia de Campos, e profundas da Bacia de Santos e parte da Costa NE), Reino Unido (Mar do Norte), Noruega (Mar do Norte), Costas da Nigéria, Angola e Filipinas.

**Áreas Sensíveis:** a definição deste tipo de zona de exploração foi feita na Agenda 21 e na United Nations Convention on Biological Diversity (ver ítem 3.2.1.1). São áreas de sensibilidade elevada e frágil equilíbrio ecológico, todas elas sujeitas a receber poluentes vindos do continente, representadas por mares fechados, como o Mar Cáspio ou semi-fechados, como o Mediterrâneo, o Negro, o Vermelho (Golfo de Suez) e Golfo Pérsico.

**Áreas Próximas a Corais, Mangues e Pântanos:** arquipélago da Indonésia, parte Noroeste da Austrália, Ilhas Seychelles e Holanda. Ressalte-se que, embora este tipo de zona seja sensível à poluição, contudo, ela não recebe a classificação de *área sensível*.

**Cenários de Condições Ambientais Diversas das Demais (Miscelânea):** Costa Oeste das Ilhas Shetlands, Norte da Rússia e Canadá.

Em se conhecendo o cenário exploratório, procede-se à análise da realidade exploratória brasileira, de modo a que seja identificado o tipo de plataforma e a profundidade em que opera. Assim, poder-se-á definir a melhor abordagem para abandono. No Brasil, temos quatro grandes províncias exploratórias, a Bacia de Campos, a Bacia de Santos, a Bacia Potiguar e o restante da Costa NE<sup>62</sup>, esta última englobando os estados da Bahia, Ceará e Sergipe. À exceção da Bacia de Santos, todas as outras províncias têm em operação plataformas fixas (Tabela 5.3).

---

<sup>62</sup> Para simplificação, a Bacia do Recôncavo Baiano está junto com as zonas de exploração do Ceará e de Sergipe.

**Tabela 5.3 – Profundidade de operação das plataformas fixas no Brasil**

<i>Bacia</i>	<i>Tipo</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Menor profundidade de operação (m)</i>	<i>Maior profundidade de operação (m)</i>
Campos	Aço	10	20	170
Costa NE	Aço	33	12	47
	Aço	14	6	20
Potiguar	Concreto	03	13	25
	Lift	05	27	32

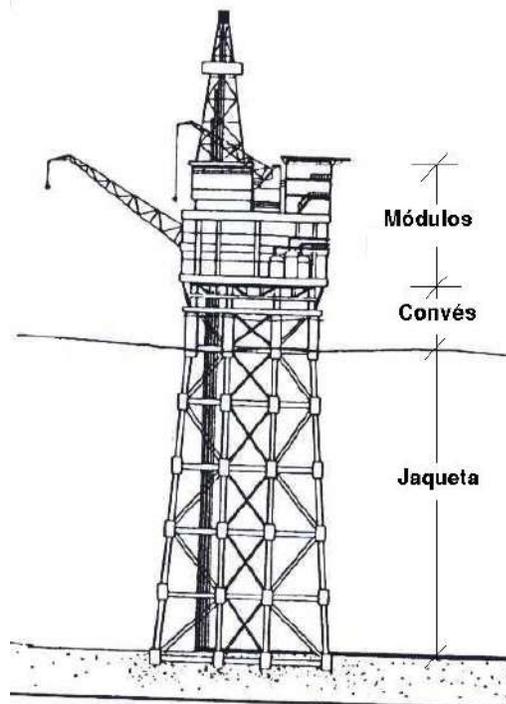
Fonte: Petrobras, 2001.

A partir dos dados das Tabelas 5.1, 5.2 referentes ao tempo de operação das plataformas, mais os dados da Tabela 5.3 referentes ao tipo de plataforma e profundidade de operação, observa-se que **as estruturas de aço e concreto da Costa NE brasileira serão as primeiras a ser abandonadas**, obviamente, levando em conta o presente quadro exploratório e a reestruturação por que passa o setor de petróleo e gás do Brasil, ou seja, a nova ótica de mercado, que ora impera, levará a Petrobras, responsável pela produção nesta região da costa, a reavaliar a economicidade e produtividade de alguns destes poços e campos. Como já foi visto anteriormente, o *limite econômico de produção* (Capítulo II) é um dos principais fatores que conduzem ao *abandono*. Não se pode esquecer que, o que não é *economicamente viável* para uma grande companhia, o pode ser para uma pequena. A aquisição de algumas plataformas na Costa NE (operação de *campos marginais*) por pequenas companhias pode protelar o *abandono*, mas não evitá-lo. Além disso, pode conduzir a operações de *encerramento da produção* que seriam financeiramente mais custosas e danosas ao meio ambiente, caso o pequeno produtor esteja isento de proceder as salvaguardas ambientais legais. Até o presente momento da redação deste trabalho, a figura do pequeno produtor e suas responsabilidades legais para com o meio ambiente ainda não estão previstas em documento legal que trate de petróleo, exploração de recursos naturais no meio marinho ou legislação geral de proteção ao meio ambiente. Em outras palavras, a NLP e a própria estrutura de operação da ANP ainda carecem de fundamento legal para lidar com a séria problemática ambiental que poderá surgir se, e não somente se, um mercado de *operação de campos marginais* vir a se estabelecer no Brasil.

### **5.1.1 - Técnicas para o Abandono de Plataformas:**

Existem diversas técnicas para o *abandono* de plataformas, embora, anteriormente, era comum deixar a estrutura no local ou afundá-la (*dumping*). No entanto, a partir do surgimento da legislação banindo o *dumping* e o afundamento indiscriminado, o desmonte (em conjunto com a remoção) passou a ser a técnica preferencial. O desmonte pode ser *total* ou *parcial*, empregando maquinário ou explosivos. Já a *remoção* compreende rebocar estrutura plataformal ou parte dela

até o continente ou, então, faz-se remoção de parte da plataforma superior da plataforma para posterior afundamento. Às vezes, no entanto, as colunas de sustentação são mantidas no local. O fato de parte da estrutura permanecer no local visa, segundo aquele que procede o *abandono*, a favorecer a formação de recifes artificiais. Na realidade, como já foi visto no ítem anterior, a escolha da técnica de *abandono* tem mais a ver com a economia que ela pode representar para o produtor do que preocupações ambientais. A Figura 5.1, mostra as principais partes de uma plataforma fixa:



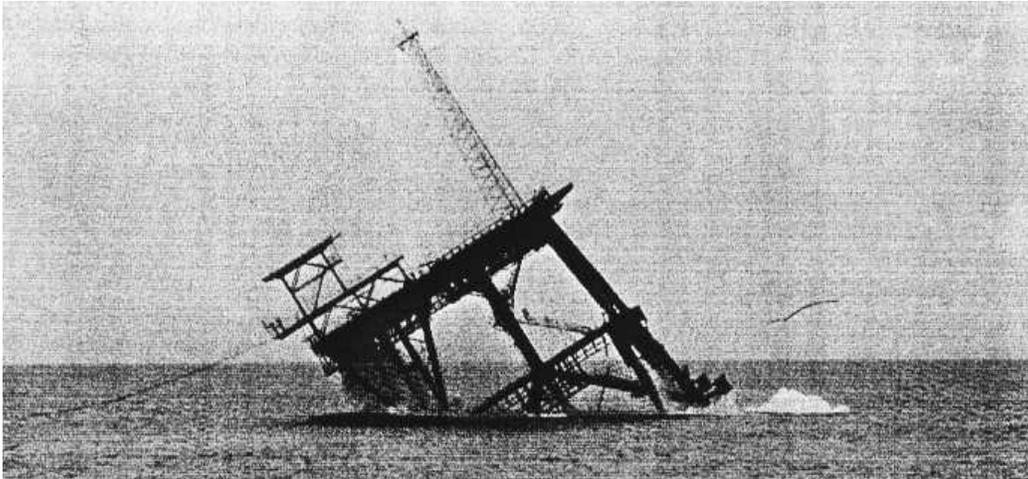
**Figura 5.1 – Plataforma Fixa**

Fonte: Holing (1990), modificado.

Uma das técnicas que proporciona a economia de custos e, ao mesmo tempo, favorece a criação de recifes artificiais é a de *tombamento* (*toppling*), a qual está sendo empregada com sucesso na região do Golfo do México (Whitney, 2000). Resumidamente, ela consiste em:

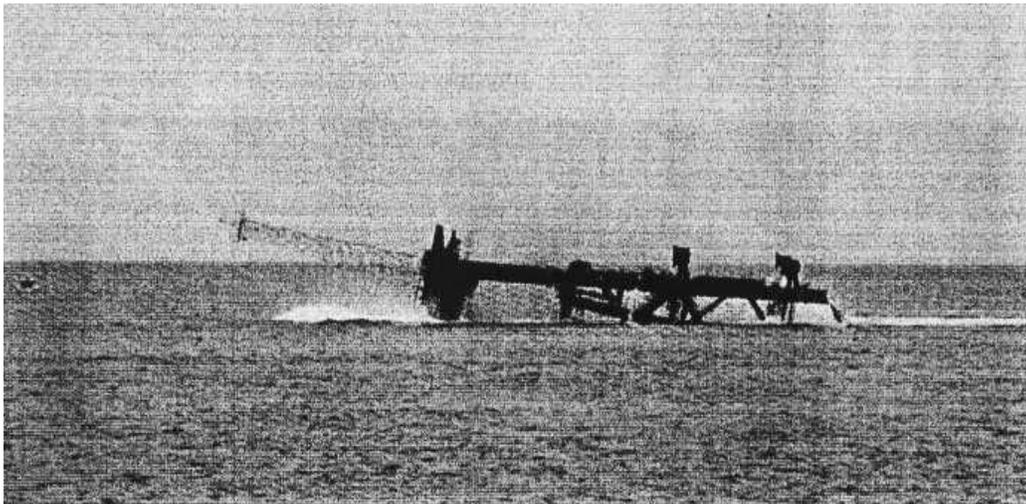
- Corte da porção superior a uma dada profundidade e sem remoção do *deck*. Realiza-se um corte nas colunas de sustentação a uma profundidade que permita a navegação segura. A IMO considera 100 ft (aproximadamente 30 m) adequada à navegação comercial, ou seja, entre a lâmina d'água e o início da estrutura de sustentação há um "espaço" em torno de trinta metros;
- *Cabeamento* da porção superior e *tombamento*;
- As colunas de sustentação não são retiradas do local em que se encontram fixadas;
- A parte superior removida é tombada perto da estrutura anterior de sustentação;

- As duas estruturas – a tombada e a de sustentação – permanecem no local, pois serão a base de formação do recife. As Figuras 5.2 e 5.3, mostram uma seqüência de *tombamento* no Golfo do México:



**Figura 5.2 – Tombamento, Plataforma Sendo Puxada por um Cabo de Aço**

Fonte: Whitney (2000)



**Figura 5.3 – Tombamento, Afundamento da Plataforma**

Fonte: Whitney (2000)

Na realidade, a técnica de *tombamento* é uma variação de duas técnicas de *abandono*, quais sejam: a de *remoção total* ou *parcial* da estrutura para o continente e a técnica de *afundamento* de partes da plataforma (*dumping parcial*) não necessariamente com vistas à formação de recifes. Como já citado no Capítulo III, o OSPAR, um dos mais importantes acordos internacionais celebrados sobre a exploração de petróleo e gás em ambiente *offshore*, prevê o total

banimento do *dumping* em suas diversas formas – seja total ou parcial. No entanto, não há menção explícita à criação de recifes artificiais a partir das partes afundadas de plataformas. A utilização deste expediente ambiental para justificar a *remoção parcial* é tanto tolerada quanto defendida. O Reino Unido, que tem uma posição favorável à *remoção parcial*, dispõe de uma comissão científica de criação e monitoramento de recifes artificiais, sendo que há, em sua legislação sobre *abandono*, a previsão legal de recifes artificiais. Já os EUA que internacionalmente defendem a *remoção total*, toleram a *remoção parcial* no Golfo do México por entendê-la como ambiental e ecologicamente adequada a uma região pobre em recifes e/ou vida marinha. Esta contradição talvez possa ser explicada pelas diversas legislações internas estadunidenses sobre *abandono*, uma vez que cada estado tem a sua própria legislação mineral, assim como para o tratamento da exploração de petróleo e gás *offshore*. De um lado há a tendência de *remoção total* e de financiamento do *abandono* por meio de um fundo comum (entre explorador e concedente), já do outro lado há o viés de *remoção parcial*, em que parte substancial da despesa do desmonte da estrutura é de responsabilidade do produtor, o qual sempre opta pela economia de custos.

Com o objetivo de produzir o mesmo resultado final que o *tombamento*, ou seja a formação de recifes artificiais, há o *dumping* parcial em que somente a parte de sustentação da estrutura plataformal é mantida no local, sendo a parte superior removida para *onshore*. Neste tipo de *abandono* objetiva-se a reciclagem do material da plataforma, especialmente o aço, o qual pode ser aproveitado para a construção de obras civis. Obviamente, como se trata de uma técnica de *remoção parcial*, encontra defensores entre o Reino Unido e a Noruega. Este último país, já pôs em prática a referida técnica ao empregar parte do aço de plataformas na construção de portos.

Até o momento, discorreu-se sobre o *tombamento* como uma forma de *abandono* que implica na remoção da parte superior, a qual é destacada e afundada ou rebocada até a praia. No entanto, o efeito de *tombamento* pode ser produzido com a utilização de explosivos. A parte superior ainda seria destacada e removida ou afundada, mas a parte de sustentação seria “derrubada” com o auxílio de explosivos (Whitney, 2000). Do ponto de vista ambiental, esta técnica apresenta dois problemas graves. O primeiro é que a utilização de explosivos pode resultar na mortandade da vida marinha, além de interferir no sistema de orientação de alguns mamíferos. O segundo problema é que os detritos produzidos pela explosão não seriam retirados do local. Estes detritos, na realidade lixo e sucata, não possuem a coesão, resistência e durabilidade necessárias à formação de recifes artificiais. A empresa *eternalreefs.com* (2002) discrimina os tipos de recife segundo a capacidade de interação com o meio marinho: a) *recifes projetados*, com tempo de vida de aproximadamente 500 anos e feitos de um material não-poluente. No caso desta empresa, de um concreto especial; b) *recifes improvisados*, que possuem pouco tempo de duração, como restos de construção, navios, tanques, carros, vagões, estruturas de caminhões, etc.

O emprego de explosivos enfrenta forte oposição dos grupos ambientalistas, os quais refutam as afirmações dos produtores que insistem que o uso de explosivos no *abandono* provoca bem menos danos que os imaginados. Não obstante as considerações ambientais sobre o

emprego de explosivos, sabe-se que devido a simplicidade e economia de custos envolvida, a utilização de explosivos é a primeira técnica levada em consideração quando os produtores da região do Golfo do México vão *abandonar* alguma plataforma.

O processo acima descrito, com as devidas adaptações ao contexto exploratório regional, pode ser uma alternativa viável para a costa Nordeste do Brasil, uma vez que, até o momento, não há previsão legal de fundos para o financiamento do *abandono total* (com vistas à observância dos regimes legais internacionais). No caso brasileiro, o *abandono parcial* associado à construção de recifes artificiais pode ser uma opção viável, pois o produtor não irá cobrir os elevados custos da *remoção total*. Na realidade, quase nenhuma adaptação seria necessária para que este tipo de *abandono* fosse realizado no Brasil, desde que sua aplicação fosse restrita à zona de exploração que é semelhante ao Golfo do México. Em outras palavras, as bacias do Nordeste, na qual a exploração se processa em uma faixa de até 200 m e relativamente próxima à costa.

No entanto, levando-se em conta os critérios da IMO que tratam da *remoção total* de plataformas, os quais dizem que as plataformas situadas em profundidades menores que 55 m e com peso inferior a 4 mil toneladas devem ser *totalmente removidas*, vê-se que o *abandono* a ocorrer na Costa NE, Bacia Potiguar e em parte da Bacia de Campos pode trazer problemas de contestação legal, se outra opção de *abandono* for tentada que não seja o *total*, além do volume de recursos financeiros que serão empregados para realizar a tarefa, em se querendo seguir o documento da Organização Marítima Internacional. Fazendo-se um cruzamento entre os dados das Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3, pode-se perceber quantas plataformas terão de ser *removidas totalmente*:

**Tabela 5.4 – Abandono (remoção total), segundo critérios IMO (< 55 m, < 4 mil t)**

<i>Bacia / Zona de Exploração</i>	<i>No. de Plataformas</i>	<i>Faixa de Profundidade (m)</i>
Costa NE	35 (todas)	12 – 47
Potiguar	24 (todas)	6 – 32
Campos	02	20 – 40
<b>Total</b>	<b>61</b>	

Fonte, Petrobras, 2001

Este número, obviamente, não é definitivo, pois fatores como *vida produtiva*, *taxa de produção*, *custo do barril produzido* e *preço internacional do petróleo*, podem influenciar a decisão do produtor de realizar o *abandono*. Contudo, se for estabelecido que trinta anos é o limite de operação de uma plataforma, pode ser feita uma estimativa das plataformas que serão *abandonadas* nos próximos anos. Não obstante, uma avaliação com base apenas no tempo de vida útil da plataforma representa uma aproximação, uma vez que a plataforma pode continuar a

operar se a dotação da jazida ainda permitir a exploração em base economicamente viável. A Tabela 5.5 mostra os prováveis abandonos que irão se processar no Brasil:

**Tabela 5.5 - Número provável de abandonos, ciclo de 30 anos (ano base 2002)**

<i>Zona de Exploração / Campo</i>	<i>Número de Plataformas</i>	<i>Anos Até o Abandono</i>
<b>Campos</b>		
<i>Cacao (ES)</i>	01	06
<i>Cacao (ES)</i>	01	15
<b>Potiguar</b>		
<i>Ubarana</i>	01	04
<i>Agulha</i>	01	05
<i>Agulha</i>	02	06
<i>Agulha</i>	01	07
<i>Ubarana</i>	01	08
<i>Ubarana</i>	02	09
<i>Ubarana</i>	02	10
<i>Ubarana</i>	01	11
<i>Ubarana</i>	01	12
<i>Ubarana</i>	03	13
<i>Ubarana</i>	01	14
<i>Ubarana</i>	01	19
<i>Aratum</i>	01	21
<i>Pescada</i>	06	28
<b>Costa NE</b>		
<i>Guaricema (SE)</i>	01	- 02
<i>Guaricema (SE)</i>	03	0
<i>Guaricema (SE)</i>	04	02
<i>Camorim (SE)</i>	03	03
<i>Dourado (SE)</i>	01	04
<i>Guaricema (SE)</i>	01	05
<i>Robalo, Camorim (SE)</i>	03	06
<i>Guariema (SE)</i>	01	07
<i>Caioba (SE)</i>	01	09
<i>Xaréu (CE)</i>	01	10
<i>Curima (CE)</i>	02	11
<i>Atum (CE)</i>	06	12
<i>Camorim (SE)</i>	02	13
<i>Camorim (SE)</i>	01	14
<i>Camorim (SE)</i>	02	15
<i>Camorim (SE)</i>	02	16
<i>Guaricema (SE)</i>	01	27
<b>Total</b>	<b>62</b>	<b>-</b>

Fonte: Petrobras, 2001.

A Tabela 5.5 mostra que uma plataforma da Costa NE já está operando há trinta e dois anos e outras três estão com trinta anos. Quando os dados são arrumados desta forma, percebe-se que tempo de operação não deve ser o fator dominante, mas sim acessório, quando se pensa em *abandono*. Estas quatro plataformas que operam no limite dos trinta anos, ou para além dele,

continuam a produzir porque o *limite econômico de produção* ainda não foi atingido. Se o contrário houvesse acontecido, aí então, atuaria o determinante do *encerramento da produção*, ou seja, a produção não é mais viável economicamente. Não se deve deixar de considerar que devido à dimensão da estrutura produtiva de uma companhia do porte da Petrobras, a pequena produção de um plataforma, inserida na faixa dos trinta anos de vida produtiva, pode representar prejuízo ao invés de agregar valor ao total da produção. No entanto, esta mesma produção poderia gerar renda a uma pequena companhia que operasse esta mesma plataforma, pois, para os padrões da Petrobras a operação deste tipo de projeto poderia ser classificada como *produção marginal em um campo marginal*. O que, além de representar custos de desenvolvimento (EOR) e manutenção, pode também levar a graves entraves ambientais, uma vez que a operação e manutenção deste campo implica em seguir os mesmos padrões ambientais de qualidade e segurança que são seguidos em outros projetos. Caso isso não ocorra, a companhia pode ser acusada e acionada judicialmente por operar, propositadamente, no limite do risco ambiental. Para uma pequena companhia, que não segue os rígidos padrões ambientais da Petrobras, não cumpri-los significa economia de custos e mais dinheiro para empregar na produção do *campo marginal*. Assim, pode-se conceber como lógico que, a Petrobras, em dado momento resolva, antes de encerrar a produção de pequenos campos e, conseqüentemente, iniciar o processo de *abandono* de plataformas, queira repassar os custos destes campos a outros produtores, livrando-se, então, das despesas de operação, manutenção e EOR, mas principalmente daquelas que adviriam com o *abandono*. A responsabilidade do destino final das plataformas recairia sobre os novos operadores das concessões dos *campos marginais* que, anteriormente, haviam pertencido à companhia brasileira. Atualmente, percebe-se que há um movimento nessa direção. Sucessivos leilões vêm ofertando *campos marginais*, contudo sem o resultado esperado. Todavia, no caso da Petrobras continuar com suas plataformas, os interessados na exploração de campos marginais podem alugar outras no exterior, surgindo, então, um entrave ambiental, pois o IBAMA só concede a licença de operação após uma avaliação que dura em média três meses. Mas, até o presente, ainda não está claro, dentro da legislação brasileira, quais critérios devem ser contemplados para que seja permitida a operação de uma plataforma em território brasileiro. Uma realidade diferente da legislação internacional, em que existem dispositivos que regem a operação e manutenção de plataformas (ver Capítulo III).

### **5.1.1.1 - Definição de Campos Marginais:**

Antes de mais nada, necessita-se definir o que é um *campo marginal*. Contudo, observando-se o setor de produção de petróleo em nível mundial, percebe-se que não existe apenas uma definição, mas sim várias e segundo os mais diversos critérios, existindo três que são considerados os mais importantes. O primeiro deles é o *critério geológico*, o segundo o *econômico*

e o terceiro é o critério *tecnológico*. Não obstante, enfatiza-se que a definição de campo marginal não necessariamente está ligada ao tipo de petróleo e dotação da reserva. Tampouco um critério de definição de um *campo marginal* exclui os dois restantes, uma vez que pode haver transição de um critério para outro ou mesmo a justaposição de critérios.

a) *Campos marginais definidos com base em critérios geológicos*: correspondem a campos inseridos em uma ou mais estruturas geológicas que dificultam a sua exploração econômica. No entanto, a exploração econômica pode vir a ocorrer no futuro, isto é, se a tecnologia futura de exploração de petróleo permitir a sua recuperação em base rentável ao produtor.

b) *Campos marginais definidos com base em critérios econômicos*: quando o custo de extração (petróleo ou gás) é maior do que a expectativa do lucro a ser recebido com a venda, diz-se que o campo é marginal, independente da dotação da reserva, isto é, qualquer que seja a quantidade de recurso lá existente (milhões de barris ou de metros cúbicos). Os custos de extração podem ser elevados por não haver tecnologia adequada para fazê-lo dentro das condições econômicas reinantes, ou devido à complexidade do arcabouço geológico, acessibilidade, falta de recursos a investir no desenvolvimento da produção, ausência ou omissão de legislação e falta de incentivos à produção. Entretanto, estas dificuldades podem ser superadas via avanços tecnológicos, mudanças nas condições econômicas ou revisões legais.

Uma outra forma de definir um campo marginal é aplicar-se o princípio *do limite econômico de produção*, o qual é, basicamente uma variação do retorno esperado *versus* o custo de extração (vide Capítulo III). Diz-se que um campo atingiu o *limite econômico de produção* quando os custos de extração do recurso são equivalentes à expectativa de arrecadação (preço de venda), logo deixa-se o petróleo ou gás no reservatório e a produção é encerrada ou abandonada. Em outras palavras, o campo torna-se “*subeconômico*”. Contudo, pode ser retomada no futuro se as condições econômicas ou tecnológicas assim o permitirem.

Pode-se também definir campo marginal de uma forma mais técnica. Seba (1998), diz que *campo marginal é aquele capaz de produzir um retorno econômico ao explorador, desde que todas as técnicas, metodologias operacionais e análises estejam provadas como minimamente corretas. Ainda segundo o autor, a viabilidade econômica deste tipo de campo é muito dependente do preço do óleo ao longo da vida produtiva. Contudo, uma vez desenvolvido, pode-se determinar se é melhor continuar a produção ao invés de encerrá-la e abandonar-se o campo.*

O ponto no tempo em que irá ocorrer o *limite econômico de produção* pode ser administrado de acordo com o tipo de produção e de duas formas. Na primeira delas, imagina-se que a recuperação de petróleo e/ou gás é *primária*, ou seja, depende apenas das diferenças de pressão reinantes entre o reservatório e a superfície e não se cogita, por não ser interessante ou ainda carecer de recursos para tal procedimento, o emprego de técnicas de *recuperação secundária*. Neste caso, quando as condições de equilíbrio são atingidas, isto é, o recurso não é

mais extraído via forças naturais entende-se, então, que o campo atingiu o seu *limite econômico de produção*.

Já na segunda forma, quando cessam as forças naturais, o produtor entende que é o momento de empregar técnicas de recuperação *secundária* ou *terciária*. Isto faz com que o *limite econômico de produção* seja adiado para um instante futuro do tempo. Mesmo assim, o período em que estava previsto o encerramento (futuro) da produção mais uma vez pode ser adiado, obviamente dependendo das condições econômicas e tecnológicas reinantes.

Diversos fatores podem contribuir para o encerramento da produção, no entanto, o conjunto de todos os fatores atuantes é difícil de ser precisado, uma vez que este processo pode envolver questões de cunho particular do produtor (como a decisão de retirar-se do negócio petróleo, independente da rentabilidade), e mesmo questões nem sequer conhecidas ou cogitadas até o presente momento.

#### **5.1.1.2 - O Desenvolvimento de Campos Marginais:**

A partir do surgimento da Nova Lei do Petróleo (9478) e as conseqüentes mudanças ocorridas no setor de petróleo e gás brasileiro, diversos assuntos, antes pouco discutidos ou mesmo ignorados, vieram à tona. Primeiro como forma de entendimento da nova realidade que passaria a vigir neste setor e, em segundo lugar por haver a incorporação ou fortalecimento de certos parâmetros considerados na realização de negócios com óleo e gás. Parâmetros estes que os produtores, sejam privados ou estatais, não podem deixar de lado sob pena de ficarem à margem das novas tendências mercadológicas.

Dentre os parâmetros que não podem ser ignorados estão: o comprometimento dos produtores com a recuperação ambiental do sítio de exploração, o controle das técnicas de produção para minimizar os riscos e danos ao meio ambiente, o enquadramento de suas técnicas de produção e administração dentro de normas internacionalmente aceitas (como as normas ISO), o respeito às convenções e tratados internacionais que versam sobre a exploração de recursos naturais marinhos e da preservação dos mares e oceanos, a desativação de plataformas e, o estudo de alternativas tanto de reentrada em operação quanto do abandono de campos marginais de produção. *Sendo estes últimos, os presentes objetos de discussão.*

#### **5.1.1.2.1 - A Lei do Petróleo (9478) e os Campos Marginais:**

Quando de uma licitação ou oferta de áreas abertas à exploração de petróleo, costuma-se oferecer não só as áreas com potencial produtivo, mas também áreas com a produção já consolidada mas declinante. Estas últimas, constituem-se, na realidade em áreas produtoras de

pouca rentabilidade, a qual é diluída dentro da cadeia produtiva nacional. Ora, admite-se, então, que um campo de petróleo ou gás nesta situação é um *campo marginal*, pois sua produção tomada individualmente pode representar prejuízo já que o custo de extração pode ser maior que o preço de venda do barril (unitário). Neste caso, a atividade do campo não é encerrada devido ao mesmo se encontrar dentro de um sistema legal que impede que o produtor descarte-o ou venda-o.

No Brasil, o sistema legal petrolífero reestruturado (Nova Lei do Petróleo - 9478) prevê a devolução de áreas não desenvolvidas, ou seja, que não estejam produzindo (ou em vias de), após um determinado período de tempo. Assim, a menos que o produtor tenha condições econômicas ou tecnológicas para desenvolver o campo, certamente ocorrerá a devolução. Mas por que um campo é adquirido e depois devolvido? Há várias razões, dentre as principais pode-se destacar:

a) Garantir a entrada em um mercado anteriormente fechado, disseminando a presença de um produtor ao longo da cadeia *downstream*;

b) Avaliar a economicidade de novas técnicas de produção em cenários geologicamente diferentes daqueles para os quais a tecnologia foi desenvolvida;

c) Fazer caixa via abertura de capital na bolsa. O produtor de posse de um campo marginal pode vender ações referentes a expectativa de ganhos com uma possível produção, a qual está sujeita ao desenvolvimento do campo. Numa variação desta situação, o produtor pode dispor de mais de uma área, o que aumenta a expectativa da probabilidade de sucesso exploratório, assim como a expectativa de ganhos. Utilizando-se deste esquema, um produtor independente ou companhia pequena pode passar a companhia de médio porte devido a possuir o direito de desenvolvimento de algumas áreas, mesmo que não venha a fazê-lo, pois lançará um lote de ações para cada campo e respectivas expectativas de sucesso, desenvolvimento, produção, etc. Assim, uma companhia de petróleo tem a sua rentabilidade avaliada com base no número de campos que possui, ao invés de taxas de sucesso, nível tecnológico ou tradição de mercado.

Com a devolução do campo devido a não ter havido o desenvolvimento, o mesmo pode ficar por tempo indeterminado sob a tutela da Agência Nacional de Petróleo - ANP. Neste contexto, a realidade econômica (e às vezes política) atua e impede que o campo seja desenvolvido pois foi entendido como *subeconômico*, qualquer que seja a dotação em barris do mesmo. Isto não quer dizer que o referido campo não venha, um dia, a ser novamente oferecido em processo público, só que estas circunstâncias serão ditadas mais com base em parâmetros econômicos do que políticos. Todavia, não deixa de ser improvável que sejam criados incentivos financeiros ou legais para os produtores que se comprometerem a desenvolver os campos.

Por outro lado, esta não é a única forma para desenvolver um *campo marginal*. Um produtor que detém o direito de exploração pode relevar a ausência de incentivos governamentais ao desenvolvimento e buscar, dentro de sua realidade econômica, adequar os seus custos de

produção de modo a garantir o desenvolvimento do campo. O resultado é uma estrutura produtiva composta de técnicas simples e carentes de sofisticação e melhor rendimento, mas eficientes do ponto de vista produtivo, cujos efeitos se farão sentir sobre o meio ambiente. Deste modo a preocupação com padrões ou normas, tecnologias limpas, controle de emissões ou derrames, será relegada a segundo plano, pois o produtor estará direcionado somente para a eliminação dos custos de manutenção, operação e produção.

Esta falta de definição sobre campo marginal bem como de previsão sobre a dinâmica de produção dos reservatórios, pode comprometer parcialmente o programa nacional de produção de petróleo, tanto por constituir-se em vetor poluidor a médio prazo – quando o campo é desenvolvido com pouco ou nenhum investimento em preservação ambiental, de modo a maximizar a produção via economia de custos – quanto servir como moeda especulativa. Neste último caso, o desenvolvimento do campo é protelado indefinidamente, pois a expectativa de desenvolvimento e lucro com a produção transforma-se em *commodity*. Logo, a expectativa de produção, que poderia ser usada para financiar o desenvolvimento, passa a financiar o crescimento do capital do produtor independente ou companhia que detém o direito de desenvolvimento do campo. Entende-se que um produtor também pode financiar o desenvolvimento por meio da expectativa da descoberta de petróleo e, posteriormente, continuar a conseguir fundos vendendo a idéia do desenvolvimento. Em outras palavras, o produtor obteve um bloco ou área não desenvolvida, sendo o seu critério de escolha baseado, tão somente, em características geológicas indicadoras da possibilidade de ocorrência de petróleo ou gás. Nesta situação, mais uma vez a expectativa da descoberta (ou sucesso) pode financiar o desenvolvimento, especificamente uma fase de prospecção mais detalhada.

A retenção de *campos marginais*, sem qualquer desenvolvimento, pode significar que o *concedente*, seja ANP ou Governo Federal, abre mão de um recurso energético, cuja importância seria estratégica em tempos de crise. Assim, devido à falta de recursos para desenvolvimento, o campo marginal terá por destino permanecer marginal. Não obstante, como já foi dito anteriormente, um dos meios para o desenvolvimento dos campos marginais pode ser a utilização de incentivos fiscais. Obviamente, a avaliação de desenvolvimento tem de ser feita caso a caso, de modo a permitir a otimização dos investimentos para pôr em operação um campo marginal. Logrando-se êxito neste empreendimento, a dotação do campo e a renda obtida com a produção poderão auxiliar a reclassificação do campo, que passaria de *subeconômico* para economicamente viável.

Percebe-se, então que o desenvolvimento de *campos marginais* está relacionado à criação de incentivos governamentais, além de estar atrelado ao preço do petróleo. Contudo, embora o preço do barril auxilie o desenvolvimento do campo, ele (preço), por si só, não controla a entrada em operação dos campos marginais, apenas a duração do ciclo de vida produtivo. Na realidade, o fator que desencadeia a exploração de um *campo marginal* é a presença de capital, numa

quantidade tal que seja capaz de remover as barreiras da antieconomicidade, sendo que ao final, naturalmente, espera-se recuperar o investimento feito com o petróleo que será produzido.

Por fim, cabe dizer que a classificação de “*campo marginal*” é temporária. Campos que são economicamente viáveis no presente, tornar-se-ão *subeconômicos* ao longo de sua vida produtiva. Por outro lado, um campo hoje entendido como marginal pode vir a ser desenvolvido. Deste modo, um campo de petróleo ao ser descoberto não é mais nada que um novo campo, pois é a avaliação da viabilidade econômica (a qual leva em conta a tecnologia ser empregada para a produção, a dotação da reserva, tipo de óleo, distância das refinarias e centros consumidores, etc.) que vai determinar se o desenvolvimento pode ser realizado imediatamente (economicamente viável) e se não for assim, talvez num futuro próximo ou em um tempo indeterminado (*campo marginal*).

#### 5.1.1.4 - O Futuro dos Campos Marginais:

A Lei 9478 representa o marco de renovação e reestruturação do setor de petróleo e gás brasileiro e, como instrumento basal desta nova situação, abrange os principais conceitos e previsões de aplicação do novo sistema legal. Por isto mesmo, não se deve esperar que a mesma preveja todas as vertentes e variações possíveis de aplicação, tampouco as sutilezas e particularidades envolvidas na dinâmica da produção de petróleo. Entretanto, os casos mais importantes e gerais deveriam estar contemplados. Não obstante, salienta-se que a Nova Lei do Petróleo carece de previsão quanto aos ciclos produtivos dos reservatórios, especialmente sobre os campos marginais.

Neste ponto, percebe-se a Lei 9478 não previu a figura do produtor independente e o seu papel em relação aos campos marginais. Tampouco, dentro da *Seção II* que trata das definições técnicas, existe a definição de *campo marginal*, apenas a definição de campo de petróleo ou gás natural (*Artigo 6º, parágrafo XIV*).

Foi dito anteriormente que um campo ao longo de sua vida produtiva pode se tornar *marginal* ou *subeconômico*, ou ainda, que no momento da descoberta do campo, as condições econômicas e/ou tecnológicas reinantes talvez não permitam o seu desenvolvimento a curto, médio ou longo prazo. No entanto, embora estas limitações restrinjam a exploração do campo, elas não atuam indefinidamente, pois o avanço tecnológico, as flutuações no preço do barril e os ditames da política energética podem se associar favoravelmente para permitir a exploração. Em outras palavras, um campo não é “descoberto” como sendo *marginal*, ele está *marginal* (dentro das condições economico-tecnológicas reinantes à época de sua descoberta) ou tornar-se-á marginal ao longo de sua vida produtiva. E como recursos energéticos que são, o petróleo e/ou gás presentes no reservatório merecem (e necessitam de) ser explorados. Obviamente, as forças

econômicas não deixarão de atuar ao longo do ciclo de vida do campo, especialmente a *apreciação do limite econômico de produção*.

Assim, ao buscar-se o desenvolvimento dos *campos de petróleo marginais*, torna-se necessário que existam meios legais que permitam a exploração, mas também mecanismos financeiros que assegurem o capital necessário para que isto ocorra. Do ponto de vista legal, imagina-se que deva haver cuidado suficiente para evitar a especulação com as expectativas de descoberta, sucesso, desenvolvimento e produção. Da mesma forma, as garantias de arrecadação das participações especiais têm de estar presentes, pois o pagamento destes tributos pode representar, diretamente ou indiretamente, o desenvolvimento de outros campos, igualmente classificados como *marginais*.

A indefinição sobre a questão dos *campos marginais* pode, a médio e longo prazo, comprometer o desempenho da indústria petrolífera nacional. Especialmente quando se considera o seguinte cenário: os campos marginais são ofertados em leilão, mas poucos (ou mesmo nenhum) atraem o interesse dos investidores. Contudo, os poucos que ficam sob o controle dos investidores são devolvidos a ANP por falta de desenvolvimento e ao término do prazo máximo de retenção de uma concessão. Levando-se em conta que estes campos foram desenvolvidos com dinheiro público (dentro de um contexto político-econômico diferente do atual) e que não são objeto de interesse para exploração pela iniciativa privada, o que (talvez) poderá ocorrer?

Hipótese 1: os *campos marginais* serão desativados. Em sendo desativados, a ANP ou algum outro ente do Governo Federal vai arcar com as despesas de desativação (quem?), as quais incluem a custosa remoção das plataformas que operam na costa NE do Brasil. Dentro do presente panorama econômico, a desativação pode ser vista como emprego de dinheiro público a fundo perdido, o que pode dar margem a ações judiciais contra esta medida.

Hipótese 2: os *campos marginais* não serão desativados. O que implica no leilão deste campos pela Agência Nacional de Petróleo. Isto não impede que ainda permaneçam as indefinições quanto ao papel dos campos marginais frente à nova indústria de petróleo nacional. Sob este ponto de vista, a manutenção de um campo marginal será igualmente entendida como emprego de dinheiro público a fundo perdido.

Num primeiro momento, parece que a decisão sobre a exploração destes campos fica a cargo do poder concedente, mas num mercado de exploração aberto, espera-se que ocorram associações não apenas no âmbito do capital privado, mas entre capital privado e estatal. Por outro lado, os mecanismos para o desenvolvimento de campos *subeconômicos* devem ser sensíveis à nova realidade do setor de petróleo brasileiro, a ponto de não cercearem a concorrência. Como? Isto ainda é uma questão em aberto, mas possíveis financiamentos, isenções, incentivos ou linhas de crédito não devem fazer frente à indústria nacional e ao abastecimento interno.

O *limite econômico* de produção será função do preço internacional do petróleo, mas poderá ser estimado se for utilizada a razão R/P ou projeções a partir do pico de produção do campo. A Tabela 5.6 abaixo mostra os picos de produção das Bacias de Campos, Potiguar e da Costa NE, em zonas de operação de plataformas fixas e dentro dos limites IMO para *remoção total*:

**Tabela 5.6 – Picos de produção nos campos com plataformas fixas**

<i>Bacia</i>	<i>Pico de Produção (bopd)</i>	<i>Ano</i>
<i>Costa NE</i>		
Atum	5 420	1989
<i>Caioba</i>	800*	1997
<i>Camorim</i>	1 890	1997
<i>Curima</i>	7 470	1985
<i>Dourado</i>	1 975*	1997
<i>Espada</i>	1 770	1987
<i>Guaricema</i>	2 300*	1997
<i>Robalo</i>	25	1989
<i>Xaréu</i>	n.d.	n.d.
<i>Potiguar</i>		
Agulha	1 000	1997
<i>Arabaiana</i>	n.d.	n.d.
<i>Aratum</i>	n.d.	n.d.
<i>Pescada**</i>	n.d.	n.d.
<i>Ubarana</i>	7 050	1997
<i>Campos</i>		
<i>Cacao</i>	12 000	1978

\* Última produção registrada;

\*\* Em construção;

Fonte: Petrobras, 2001.

A partir dos dados da Tabela 5.6 anterior, faz-se o cálculo da razão R/P, adotando-se uma forma simplificada segundo os objetivos deste trabalho:

$$R/P = [ 1 - (1 - fdp)^t ] / fdp, \quad (5.1)$$

onde:

**t** = tempo de produção;

**fdp** = taxa de declínio médio da produção ao longo da vida produtiva (10%, 20%, 30%) ou fator de declínio de produção;

Assim, assumindo-se o pico de produção: no terceiro ano (3<sup>o</sup>) ou quinto ano (5<sup>o</sup>), obtém-se a razão R/P para os campos apresentados na Tabela 5.7, como forma de indicar as expectativas de *abandono*, segundo um declínio médio de produção de 10%, 20% ou 30%. Entende-se que o **fdp** de 30% pode ser considerado como a média geral para projetos de produção de gás e petróleo que atingiram a maturidade produtiva ou estão próximos do limite econômico de produção:

**Tabela 5.7 - Razão R/P das bacias Costa NE, Potiguar e Campos**

<i>R/P (pico de produção no 3<sup>o</sup> ano)</i>	<i>R/P (pico de produção no 5<sup>o</sup> ano)</i>
<b>Atum (NE) , Robalo (NE)</b>	<b>Atum (NE) , Robalo (NE)</b>
Fdp (10%), R/P = 8 anos Fdp (20%), R/P = 5 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos	Fdp (10%), R/P = 9 anos Fdp (20%), R/P = 5 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos
<b>Cacao (Campos)</b>	<b>Cacao (Campos)</b>
Fdp (10%), R/P = 9 anos Fdp (20%), R/P = 5 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos	Fdp (10%), R/P = 10 anos Fdp (20%), R/P = 5 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos
<b>Caioba (NE), Camorin (NE), Dourado (NE), Guaricema (NE), Ubarana (Potiguar)</b>	<b>Caioba (NE), Camorin (NE), Dourado (NE), Guaricema (NE), Ubarana (Potiguar)</b>
Fdp (10%), R/P = 6 anos Fdp (20%), R/P = 4 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos	Fdp (10%), R/P = 7 anos Fdp (20%), R/P = 4 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos
<b>Curima (NE)</b>	<b>Curima (NE)</b>
Fdp (10%), R/P = 8 anos Fdp (20%), R/P = 5 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos	Fdp (10%), R/P = 9 anos Fdp (20%), R/P = 5 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos
<b>Espada (NE)</b>	<b>Espada (NE)</b>
Fdp (10%), R/P = 9 anos Fdp (20%), R/P = 4 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos	Fdp (10%), R/P = 9 anos Fdp (20%), R/P = 5 anos Fdp (30%), R/P = 3 anos

Agora, agregando os dados da Tabela 5.5, com o número provável de anos até o *abandono*, com base num ciclo de produção de trinta anos e os dados R/P da Tabela 5.7 anterior, pode-se ter uma visão dos possíveis *abandonos*, considerando-se ainda os critérios de *abandono* da IMO (< 4 mil t, profundidade < 55 m):

**Tabela 5.8 – Comparação entre expectativas de *abandono*: bacias de Campos, NE e Potiguar**

<i>Campo</i>	<i>Anos até o abandono (ciclo de produção de 30 anos)</i>	<i>Razão R/P (anos)</i>
Campos	06 até 15	03 até 10
Potiguar	04 até 28	03 até 07
Costa NE	- 02 até 27	03 até 09

Obviamente, não se considera que a razão R/P seja um número absoluto, pois ela vale apenas como uma avaliação feita dentro das atuais condições políticas, econômicas e de demanda dominantes no setor de petróleo & gás brasileiro. A Tabela 5.8 demonstra que existe uma associação de expectativas de *abandono*, segundo o ciclo de produção de trinta anos e razão R/P para a Bacia de Campos, havendo, no entanto, uma diferença de cinco anos para mais na expectativa de ciclo produtivo. Já para as Bacias do NE e Potiguar, as diferenças entre as expectativas é mais acentuada, sendo para a Bacia Potiguar de vinte um anos (21) para mais em relação ao R/P e de dezoito anos (18) para mais em relação a R/P para a Bacia Nordeste. Para estas duas últimas bacias, as diferenças entre a razão R/P e o ciclo produtivo se devem à entrada de novos projetos nos últimos dez anos, o que leva a expectativa de *abandono* com base em ciclo produtivo a apresentar intervalo de *abandono* de mais de dez anos, o que eleva os resultados dos cálculos. Para estes projetos mais novos, pode-se tomar como **fdp** médio 10%, o que resulta em uma razão R/P média de nove anos. Todavia, estes números não passam de estimativas. Até este momento não incidiu sobre estes cálculos qualquer consideração do *limite econômico de produção*.

Como já foi dito, o *limite econômico de produção* depende de diversos fatores, como o preço do barril e os impostos que incidem sobre a extração, produção e comercialização. Além disso, ocorrem variações de mercado e tecnológicas que determinam o instante de ocorrência no tempo do referido *limite*. No entanto, pode-se inferir o tempo estimado de vida produtiva de um poço ou reservatório de petróleo, se o *limite econômico de produção* for conhecido ou arbitrado. Assim sendo, a partir dos dados da Tabela 5.6, percebe-se que o campo de Robalo (NE) tem uma produção de 25 bopd. Como ainda está em operação (logo, ainda não atingiu o *limite econômico de produção*) e devido não haver registro de produção menor, arbitra-se este valor como o *limite econômico de produção* para os propósitos deste trabalho. Assim, estando este parâmetro definido, procede-se ao cálculo da estimativa da vida produtiva de um reservatório, com base na equação:

$$ta = 1/365 (Np \times 1.10^4/q1 - qa) \text{ Ln } (q1/qa), \quad (5.2)$$

onde:

ta = tempo para o *limite econômico* em anos;

q1 = produção inicial diária em BOPD;

qa = *limite econômico* em BOPD;

Np = dotação do reservatório, produção cumulativa ou esperada para o *limite econômico* em bbls.

Extraíndo-se do Quadro 2.A as dotações:

Np Campos = 7.381,818 Mbbls (total). Apenas os campos Espadarte e Cacao = 158, 182 Mbbls;

Np Potiguar = 68,674 Mbbls;

Np NE = 95,433 Mbbls.

Obtém-se os seguintes resultados apresentados na Tabela 5.9:

**Tabela 5.9 – Estimativa da vida produtiva de alguns reservatórios das bacias do NE, Potiguar e Campos**

<i>Bacia</i>	<i>Tempo até o limite econômico - ta (anos)</i>
<b>Costa NE</b>	
<i>Atum</i>	4
<i>Caioba</i>	22
<i>Camorim</i>	10
<i>Curima</i>	3
<i>Dourado</i>	10
<i>Espada</i>	11
<i>Guaricema</i>	9
<i>Robalo</i>	-
<i>Xaréu</i>	n.d.
<b>Potiguar</b>	
<i>Agulha</i>	13
<i>Arabaiana</i>	n.d.
<i>Aratum</i>	n.d.
<i>Pescada</i>	n.d.
<i>Ubarana</i>	2
<b>Campos</b>	
<i>Cacao</i>	3

Os resultados obtidos a partir das diversas estimativas para determinação do *abandono*, enquadrados nos critérios da IMO, podem ser vistos na Tabela 5.10:

**Tabela 5.10 – Agregação das estimativas de *abandono***

<b>Bacia</b>	<b>R/P</b>			<b>ta</b>	
	<i>Ciclo de 30 anos</i>	<i>Fdp 10%</i>	<i>Fdp 20%</i>	<i>Anos</i>	
<b>Costa NE</b>					
<i>Atum</i>	12	8	5	3	4
<i>Caioba</i>	09	6	4	3	22
<i>Camorim</i>	06, 14, 15	6	4	3	10
<i>Curima</i>	11	8	5	3	3
<i>Dourado</i>	04	6	4	3	10
<i>Espada</i>	n.d.	9	4	3	11
<i>Guaricema</i>	- 02, 0, 02	6	4	3	9
<i>Robalo</i>	06	8	5	3	-
<i>Xaréu</i>	10				n.d.
<b>Potiguar</b>					
<i>Agulha</i>	05, 06, 07	6	4	3	13
<i>Arabaiana</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Aratum</i>	21	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Pescada</i>	28	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Ubarana</i>	08, 09, 10, 11, 12, 13, 14, 19	6	4	3	2
<b>Campos</b>					
<i>Cacao</i>	06, 15	10	5	3	3

Nota-se que campos em que o pico de produção ocorreu há cerca de cinco anos, mostram um **ta** em torno de dez anos (Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema e Agulha), embora não tenham iniciado a sua operação recentemente. Neste caso, o **fdp** é baixo, em torno de 10% e a R/P elevada. Quando o pico de produção ocorre nos primeiros anos de operação (juvenil) e em taxas elevadas, como no caso do campo de Ubarana, os **fdp** de 20% e 30% se aproximam de **ta**, sendo a R/P baixa. Quando a produção é bastante elevada, como no caso do campo Espadarte, o **ta** costuma ser menor do que a R/P. Os projetos maduros como os campos de Atum, Curima e Cacao, apresentam um **fdp** que varia entre 20% e 30%, deixando a razão R/P bastante próxima de **ta**. Em outras palavras, significa que quanto mais maduro o projeto, mais o **fdp** se aproxima ou é igual a 30% e, conseqüentemente menor é R/P. Quando a R/P é elevada, significa que há espaço para utilização de EOR, aumento de produção e maior tempo de vida produtiva. Admite-se, então, que as estimativas de *abandono* devem considerar o emprego de **ta** relacionado a R/P com razoável precisão tanto para projetos maduros como para projetos com pico de produção juvenil em taxas elevadas, em que o **fdp** seja de 20% ou 30%. Contudo, o mesmo não vale para campos que tiveram a produção maximizada em um curto período, pois o **fdp** não é gradual, mas sim estabelecido segundo os critérios de otimização da produtividade. Tampouco é válida a

análise, com base na relação entre **ta** e R/P dos campos que custaram a atingir o seu pico de produção, como no caso de Guaricema que já tem mais de trinta anos de operação, mas só atingiu o pico de produção em 1997, pois isto leva a diferenças acentuadas entre **ta** e R/P. Por fim, entende-se que estimativas de *abandono* com base apenas no ciclo esperado de produção do projeto não são aplicáveis, pois não consideram o tempo de desenvolvimento do projeto. Em outras palavras, olhando-se para o exemplo de Guaricema, percebe-se que o desenvolvimento foi lento, vindo o pico de produção a ocorrer mais de duas décadas depois da entrada em operação do campo. Isto demonstra que o ritmo de desenvolvimento de um campo é calcado com base nos objetivos da política energética, mas principalmente pela capacidade de financiamento ou investimentos do setor petrolífero, ou seja, sem financiamento ou investimentos, não há desenvolvimento de campos.

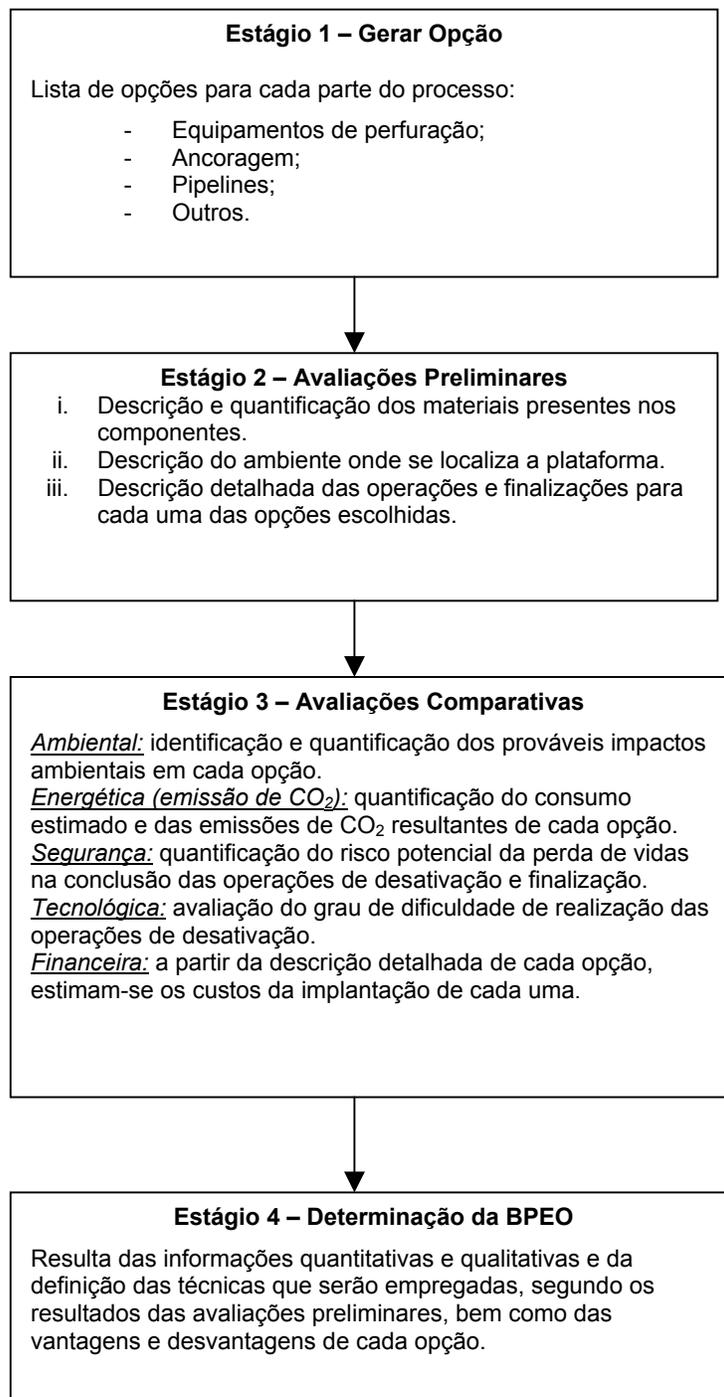
A importância da definição do *limite econômico para o abandono*, de **ta** ou razão R/P, reside no fato de ser necessário um parâmetro quantitativo para estabelecer a ordem e a quantidade de plataformas que vão sofrer o *abandono da produção*. Como foi visto até o momento, diversas abordagens podem ser tentadas, mas elas tenderão a apresentar divergências pois, bem mais importantes do que critérios de dotação de reserva – como àqueles empregados para o cálculo de **ta**, o que determina o *abandono da produção* é a renda a ser obtida pelo produtor num dado momento em que as condições econômicas, tecnológicas e políticas são muito características. Se a renda é insatisfatória ao produtor, ou se a expectativa de lucro diminui por ser sensível a ditames políticos ou limitações tecnológicas, como conversações de paz no Oriente Médio ou emprego de técnicas custosas ou ainda não disponíveis de EOR, então a produção pode ser *abandonada* temporária ou definitivamente sem necessariamente haver qualquer relação entre **ta**, R/P ou qualquer outro parâmetro de avaliação.

Assim, admitindo-se que vai haver *abandono* em um dado momento no tempo, faz-se necessário que haja o emprego de uma metodologia para o desenrolar do processo. Disto tratará o próximo sub-capítulo.

## 5.2. Metodologia de Abandono:

Não existe, até o momento na literatura, mais do que uma metodologia de *abandono* descrita. Esta foi desenvolvida pela AGIP para o campo de Balmoral no Mar do Norte, a 225 km NE de Aberdeen e que vai ser desativado em 2003 (Linzi *et alli*, 2000). Esta metodologia foi desenvolvida com base na Best Practicable Environmental Option - BPEO e pode ser observada no Diagrama 5.1 seguinte:

**Diagrama 5.1**  
**PROCEDIMENTO BPEO – Best Practicable Environmental Option**  
(Campo de Balmoral, UK – AGIP)



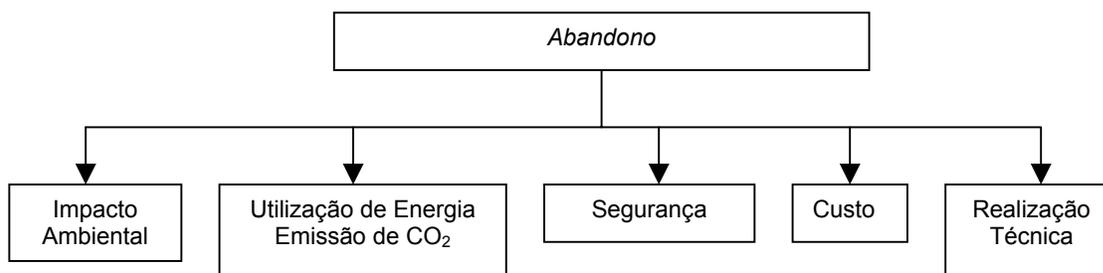
Fonte: Linzi *et alli*. (2000).

O **primeiro estágio** do *abandono*, estabelece que todos os equipamentos e infra-estrutura que fazem parte da plataforma têm de ser *abandonados*. Como já foi visto no Capítulo III, os dutos de processamento e transporte devem ser totalmente removidos, tanto para as plataformas que se enquadram no critério de *remoção total* quanto *parcial* da IMO. Os equipamentos de ancoragem, de perfuração, manutenção e limpeza também devem ser retirados do sítio de produção. Posteriormente, no **segundo estágio** será definido o destino final de cada um destes equipamentos, dentro de critérios de impacto ambiental zero ou mínimo. Ainda neste estágio, faz-se a análise dos parâmetros ambientais que serão observados no local onde está se processando o *abandono*, assim, quando forem definidas as opções de recuperação e monitoramento ambiental, estas deverão apresentar o mínimo de impacto sobre o meio marinho. Durante o **terceiro estágio** são realizadas cinco avaliações: 1) *ambiental*: que deve identificar, qualificar e quantificar os impactos ambientais resultantes da adoção ou não de cada uma das técnicas de *abandono*, tanto para equipamentos e infra-estrutura, quanto para a plataforma, seja em partes ou no todo; 2) *energética*: quantifica as emissões de CO<sub>2</sub> e as quantidades de energia utilizadas em todas as etapas do abandono e suas respectivas contribuições ao efeito estufa; 3) *segurança*: trata dos riscos de perdas de vidas e equipamentos durante as operações de desativação da plataforma e encerramento da produção; 4) *tecnológica*: avalia a aplicabilidade de cada uma das opções escolhidas de desativação, remoção ou lacramento de poços e; 5) *financeira*: estabelece a viabilidade financeira de uma ou mais operações desenvolvidas. Finalmente, o **quarto estágio** é o que trata da BPEO, que deve ser reflexo de todo o processo anterior, mas respeitando as características ambientais do local onde se dá o *abandono*.

Adaptando esta metodologia para o caso brasileiro, ter-se-á a seguinte feição, conforme mostra o diagrama 5.2:

**Diagrama 5.2**

**ESTÁGIOS DE ABANDONO EM PLATAFORMAS OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA**



Apenas devido ao fato de a costa brasileira apresentar características diferentes da costa do Reino Unido, já se faria necessária uma adaptação da metodologia de *abandono* com base

BPEO. No entanto, acrescente-se a isto as condições de produção, equipamento, tecnologia e cenário de exploração, entre outras não citadas, e aí ver-se-á justificada a adaptação à realidade brasileira.

No **primeiro estágio** apresentado no diagrama 5.2, o de *impacto ambiental*, têm de ser consideradas as seguintes possibilidades:

- a) Em que parte do meio marinho se pode dar a contaminação?
- b) Quais seriam as formas de propagação da contaminação? Correntes e ventos?
- c) Se a propagação se dá via rede fluvial, quais são os impactos sobre as comunidades satélites?
- d) Qual a direção provável de propagação da mancha?
- e) Quais os ecossistemas que poderão ser atingidos? Quais os efeitos da contaminação sobre estes ecossistemas?
- f) As comunidades costeiras serão atingidas pela mancha? Quais os efeitos da contaminação da costa, estuários, baías ou rios sobre estas comunidades?
- g) Quais seriam os incorporadores da contaminação? Os lençóis freáticos e a cadeia alimentar?
- h) Quais seriam os efeitos dos impactos ambientais sobre o meio marinho e os organismos? Acumulação de metais pesados e diminuição da fauna?
- i) Existe alguma relação entre a temperatura e a propagação da contaminação?
- j) Existe alguma relação entre a salinidade e a propagação da contaminação?
- k) O teor de oxigênio dissolvido foi alterado? Vai ser alterado? Como esta alteração irá afetar a vida marinha?
- l) Haverá algum controle sobre os compostos nutrientes, como o  $H_2$ ,  $P_2$ , ou sobre a DBO?
- m) Haverá algum monitoramento sobre o teor de metais pesados, como Cu, Mn, Cd, Zn, Pb?
- n) Como os impactos ambientais irão refletir sobre os organismos *zooplantônicos* e *zoobentônicos*?
- o) Quais são os parâmetros de monitoramento de impactos ambientais sobre a água do mar? Salinidade, registro de contaminação em profundidade, presença ou não de microorganismos, ventos, correntes marinhas, tipo de poluente, volume do poluente, densidade do poluente?
- p) Quais são os parâmetros para monitoramento dos impactos ambientais sobre o substrato marinho? Porosidade, permeabilidade, volume do poluente?
- q) Quais são os parâmetros para monitoramento dos impactos ambientais sobre a vida marinha? Oxigênio, turbidez, cadeia alimentar?
- r) As medidas de recuperação cogitadas representam algum risco ambiental?
- s) O sítio contaminado pode ser tratado com *biorremediação*?
- t) O emprego de produtos químicos, como detergentes e *emulsificantes* é adequado ao tipo de compartimento ou zona marinha atingida?
- u) Quanto tempo vai levar a recuperação do meio? Como isto afetará as comunidades atingidas?

- v) Os custos de tratamento do derrame são maiores ou menores que os custos de indenização das figuras privadas ou jurídicas atingidas?
- w) Há necessidade de acompanhamento médico, psicológico, social ou educativo das comunidades atingidas?

O objetivo destas perguntas é prever o máximo dos desdobramentos resultantes de um processo de desativação de plataforma. Nota-se que alguns deles estão diretamente ligados a impactos ambientais ocasionados por derrames de óleo. Isto faz-se necessário devido o processo de *abandono* envolver etapas de remoção de máquinas, tanques e lacramentos de poços que podem resultar em derrames e, como tal, à semelhança de um derrame derivado de acidente de transporte ou produção, deve ser avaliado e tratado conforme discutido no item 4.3.3.

O **segundo estágio**, representado pela *utilização de energia e emissão de CO<sub>2</sub>*, deve considerar que o *abandono* de uma ou mais plataformas pode representar uma menor contribuição ao efeito estufa, devido a diminuição da produção que é representada pela desativação de plataformas. Todavia, o lado positivo deste aspecto do *abandono* é diminuído pela queima de fósseis do maquinário que executa as operações de desativação, desmonte e remoção da infraestrutura, equipamentos e das partes ou da plataforma como um todo. Deve haver, então, neste segundo estágio um balanceamento entre o fim da contribuição ao efeito estufa representada pelo encerramento da produção de óleo e gás e a nova contribuição, desta feita acrescido pelo emprego de máquinas e motores durante o *abandono*. As formas de financiamento do *abandono*, devem prever os custos da utilização de combustíveis e a compra ou aluguel de máquinas, assim como os montantes de ressarcimento legal devido a impactos ambientais gerados nas operações de desativação.

O **terceiro estágio**, o da *segurança*, trata da criação e execução de medidas de proteção ao meio marinho e aos operários durante as operações de desativação da infra-estrutura e equipamentos, do transporte e remoção da plataforma. Estas medidas devem prever o derrame de óleo devido a remoção de equipamento, à operação de máquinas ou lacramento inadequado do poço, não só durante o período de desativação, mas ao longo de todo o período de monitoramento, o qual pode ser definido em legislação.

O **quarto estágio**, dito estágio dos *custos*, está relacionado à aplicabilidade das tecnologias de desativação de plataformas. O financiamento do *abandono* pode não suportar o emprego da técnica mais moderna de remoção ou desativação, o que pode representar riscos ambientais devido a se empregar uma técnica de menor segurança ou tecnologicamente ultrapassada. Além disso, o *abandono* pode vir a ser protelado se o montante do fundo (admitindo-se que exista um fundo de financiamento) não corresponder a todas as operações necessárias que constam dos cinco estágios descritos no diagrama 5.2.

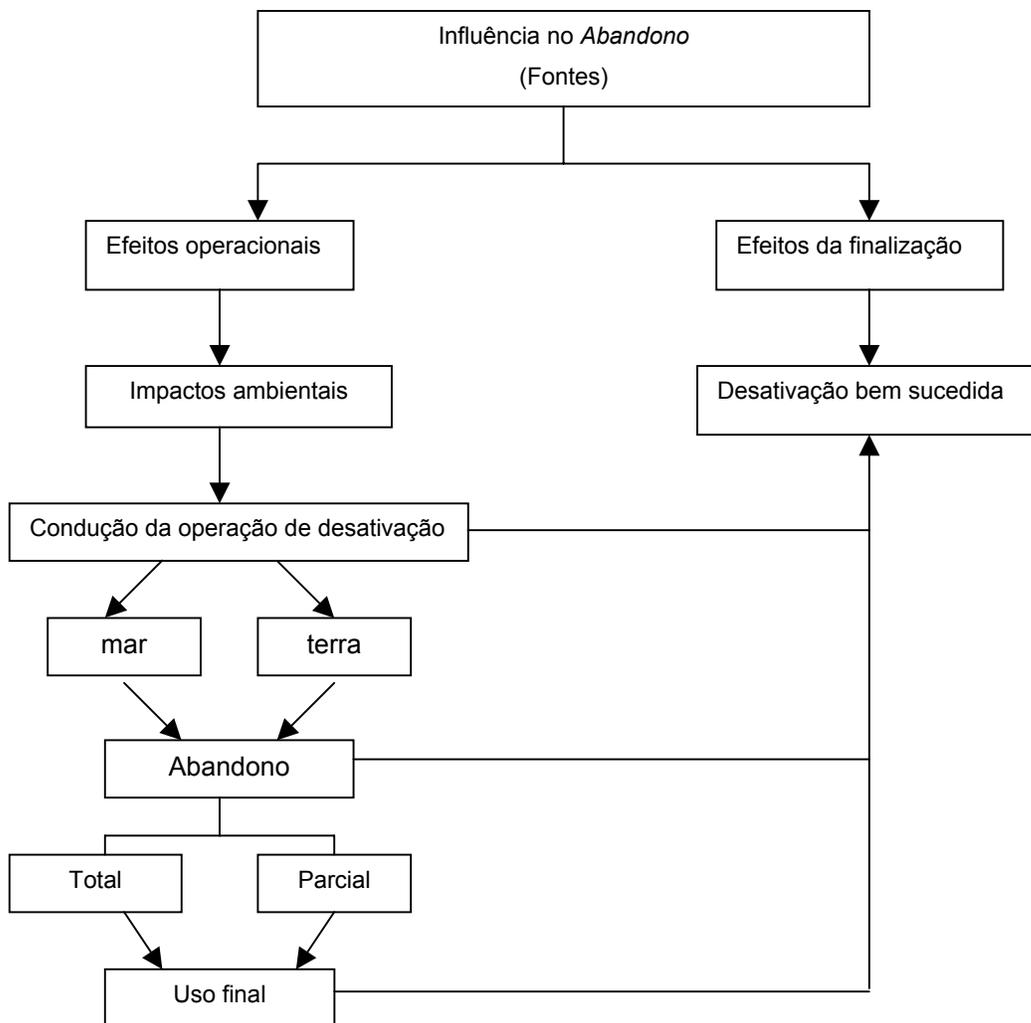
Finalmente, o **quinto estágio**, o de *realização técnica*, implica no *abandono total* ou *parcial* da plataforma, sendo o tipo de *abandono* definido como a melhor BPEO. Olhando-se para a Tabela

5.4, que define as plataformas que terão de ser *abandonadas* segundo os critérios da IMO no *offshore* brasileiro, percebe-se que o tipo de desativação a ser realizado será o *abandono total com remoção* da plataforma. Em geral, este processo consiste em rebocar a plataforma até o continente, conforme descrito no sub-capítulo 5.1. No entanto, a *remoção total* não invalida – do ponto de vista tecnológico - a alternativa de recomposição do meio feita com base em recifes artificiais criados com o emprego de partes da plataforma (que também foi discutida neste mesmo sub-capítulo). Contudo, como há a obrigatoriedade do cumprimento das disposições IMO, a alternativa dos recifes artificiais deverá ser realizada, prioritariamente, apenas em *remoções parciais*, principalmente com a parte de sustentação da estrutura que permanecerá no local. Quando a plataforma dispuser de partes destacáveis, como *containers*, tanques de combustível ou para armazenagem de gás ou petróleo, estes podem ser afundados para serem transformados em recifes, embora não se tratem de estruturas adequadas a este fim (ver 5.1.1). Especialmente os tanques, que podem conter resíduos de combustível. Assim, proceder-se tendo como prioridade a criação de recifes artificiais quando em caso de *abandono total*, representa uma violação do tratado IMO. No entanto, criar recifes artificiais com as partes destacáveis mesmo quando houver a obrigação de *remoção total* é tolerada, pois embora a lei internacional explicitamente que toda as partes referentes a infra-estrutura, seja de transporte ou armazenagem, devam ser *removidas totalmente*, esta mesma legislação contempla a criação de recifes com partes da plataforma, desde que: não seja utilizada a totalidade desta mesma infra-estrutura para este fim. Todas estas opções podem ser enquadradas no critério de BPEO, mas a definição de qual é a melhor alternativa de *abandono* ou de recomposição do meio marinho será determinada essencialmente com base nos custos das operações de *remoção total*. Se a opção do produtor for ir contra a IMO, procedendo a uma *remoção parcial* quando esta deveria ser *total*, abrir-se-á o espaço para a contestação legal, em foro internacional, dos procedimentos de *abandono* das plataformas brasileiras.

No entanto, independente dos passos necessários à execução do *abandono*, existe sempre a possibilidade de interferência de fontes externas ao processo técnico de desativação, como aquelas mostradas no Diagrama 5.3. Estas interferências podem provocar atraso levando à elevação dos custos de remoção ou simplesmente inviabilizando o processo como um todo.

Diagrama 5.3

FONTES DE INFLUÊNCIA NO ABANDONO EM PLATAFORMAS OFFSHORE



O Diagrama 5.3, demonstra que os **efeitos operacionais** podem estar diretamente ligados à geração de impactos ambientais, os quais se não forem controlados, podem comprometer o processo de desativação. Os efeitos operacionais devem, portanto, ser monitorados de modo a minimizar os efeitos decorrentes da:

- 1) condução inadequada das operações de *abandono*, devido a imperícia, defeitos nos equipamentos e acidentes;

- 2) operação de equipamentos e maquinários desregulados, os quais podem ocasionar vazamentos e explosões;
- 3) utilização de tecnologia ultrapassada e com pouca margem de segurança;
- 4) emprego de uma metodologia inadequada de *abandono*;
- 5) falta de experiência e improvisação durante as operações de desativação.

A condução das operações de desativação dentro das condições de monitoramento anteriormente descritas é fundamental para que o *abandono* seja bem sucedido. Não se deve esquecer que antes do início das operações, deve ser definido o tipo de *abandono* a ser efetuado e, conseqüentemente, o destino ou uso final das partes da plataforma. A sistemática de desativação não comporta mudanças de roteiro nas operações, devido aos comprometimentos de custos e segurança que podem ocorrer. Portanto, para que o resultado final seja uma desativação de plataforma com o mínimo de impactos ambientais, além das cinco condições de monitoramento já citadas, acrescenta-se:

- 6) a necessidade de correlação com outros processos de *abandono* de plataformas ou de estudos de caso;
- 7) criação de uma metodologia própria, mas que seja adaptável caso a caso;
- 8) formas de identificar e quantificar os custos de remoção (desmonte + transporte até a praia), assim como formas de financiamento ou de arrecadação para proceder à desativação;
- 9) preparação e separação, segundo o uso final, do material a ser reciclado;
- 10) alternativas de utilização de partes destacáveis da plataforma, como para a criação de recifes artificiais;
- 11) estudo das condições e padrões de impacto ambiental mínimo para que um sítio possa receber disposição de rejeitos de perfuração.

### ***5.3 - Os Condicionantes para O Abandono de Plataformas Offshore após o Encerramento da Produção:***

Ao longo do capítulo anterior foram discutidos os diversos impactos ambientais decorrentes da exploração e produção de petróleo e gás, os quais estão associados aos impactos relacionados ao *abandono* de plataformas. Ao lado desta discussão, apresentou-se certos parâmetros que podem ser observados com o intuito de se quantificar a extensão e tipo de impacto que o meio marinho pode sofrer. Na realidade, estes parâmetros podem servir de instrumento de prevenção à ocorrência de danos ambientais quando são realizadas operações de desativação de plataformas. Entende-se que estes parâmetros são variados e podem estar relacionados a uma

maior ou menor afinidade do pesquisador que conduz a avaliação ambiental do *abandono*, contudo, acredita-se que os parâmetros ou condicionantes apresentados a seguir, sejam os que melhor se relacionam com a metodologia da BPEO para situações que podem vir a ocorrer na costa brasileira.

Chama-se de condicionantes ambientais os parâmetros que devem ser monitorados quando da condução do processo de *abandono*, visando assegurar a ocorrência mínima de impactos ambientais, de modo a que durante as operações de tratamento do meio atingido, o tempo de recuperação seja menor e o rendimento dos processos de tratamento dos derrames e seus efeitos seja otimizado, diminuindo assim os efeitos adversos aos organismos e ecossistemas atingidos. Em outras palavras, significa dizer que o produtor ao realizar o *abandono* se compromete a monitorar e quando possível controlar os seguintes parâmetros:

- a ) Gerenciamento dos resíduos de perfuração: pilhas de detritos, OBMs, SBMs, WBMs (ver 3.21.2);
- b) Risco de derrames de óleo (Capítulo IV);
- c) Prevenção do derrame de químicos (Capítulo IV);
- d) Técnicas de remoção das estruturas (ver 5.1);
- e) Formas de recuperação do meio, seja marinho ou não, atingido por derrame.

Já foi dito anteriormente que os **resíduos de perfuração** têm um potencial de contaminação de vinte anos, o qual está diretamente relacionado à quantidade e tipos de compostos químicos misturados às pilhas de detritos. Os compostos que merecem mais atenção são genericamente conhecidos como “lamas de perfuração”. Anteriormente, estes compostos eram, essencialmente, à base de óleo diesel, todavia, hoje em dia, dá-se preferência a compostos com base sintética ou aquosa. Embora esta mudança de composição reflita em um menor potencial de contaminação, não obstante ele permanece, pois os restos de perfuração ficam depositados no assoalho marinho, e em geral, próximos à plataforma. Os sedimentos impregnados com OBMs, SBMs, WBMs, podem servir de fonte de contaminação se as características de permeabilidade e porosidade do substrato assim o permitirem. A esta possibilidade, acrescenta-se que as pilhas de detritos podem servir de zona de alimentação ou de refúgio para peixes. Quando se considera a possibilidade de transformar a estrutura de sustentação em recife artificial, os contaminantes presentes nas pilhas detriticas junto à plataforma podem representar um obstáculo ao povoamento da zona recifal.

Quanto à **prevenção do derrame de óleo ou de químicos**, este assunto já foi sobejamente discutido no capítulo anterior. As mesmas medidas indicadas para o tratamento e contenção de derrames podem ser aplicadas em menor escala durante as operações de desativação de plataformas. Deve-se guardar cuidado, no entanto, para a necessidade de adaptação de algumas destas técnicas, assim como para com os seus efeitos sobre os

ecossistemas circunvizinhos, uma vez que em sua grande maioria elas foram desenvolvidas dentro da realidade do Hemisfério Norte, ou seja, existem diferenças climáticas, ecossistêmicas, culturais e financeiras a serem consideradas quando se cogita do emprego destas medidas na costa brasileira. A simples tentativa de utilização de uma dada técnica sem adaptação às características brasileiras pode resultar em desastre. Basta citar como exemplo a tentativa de se utilizar compostos químicos na limpeza de um derrame. Como a biodiversidade da costa brasileira é maior que a do Mar do Norte, não se pode dimensionar ou qualificar os efeitos dos químicos sobre os variados organismos que habitam esta região. Embora a utilização de detergentes seja bastante comum no exterior, talvez deva ser evitada no Brasil, pois conforme demonstrado nos estudos de Barbieri (2000), os efeitos sobre os organismos marinhos são danosos. Talvez a forma mais adequada de tratamento dos derrames, levando em conta a riqueza de vida marinha das costas brasileiras, seja o emprego de *biorremediação*, de forma a acelerar o processo de *biodegradação*, o qual ocorre naturalmente, mas numa taxa bem inferior àquela resultante da ação *biorremediadora*. As medidas para a contenção de manchas e de limpeza das praias devem levar em conta que as zonas litorâneas são povoadas, o que torna fundamental a rapidez na aplicação da contenção, assim como a observância de técnicas de limpeza que não interfiram com a atividade destas comunidades, como a utilização de tratores para remover ou revirar a areia. Igualmente importante é o conhecimento da hidrodinâmica da costa brasileira de modo a prever o ponto do litoral que o derrame pode atingir. Não se pode esquecer que a os estudos sobre a *biodegradação* de manchas foram realizados em ambientes diferentes daqueles encontrados no Brasil, o que pode levar a resultados ineficazes quando de sua aplicação em situações de contaminação no litoral brasileiro. Estudos sobre o comportamento das manchas de óleo segundo a temperatura média das águas marinhas brasileiras, regime de ventos, hidrodinâmica, salinidade, permeabilidade e porosidade dos sedimentos costeiros frente ao óleo além de necessários, tornariam o combate aos derrames bem mais eficientes, pois usaria de parâmetros realistas ao invés de adaptados.

Hershberger *et alli.* (1995), Gharaibeh *et alli.* (1999) e EPA (2000) estabelecem as duas limitações básicas para o emprego das técnicas de *biorremediação*. A primeira trata da eficiência de utilização que está diretamente relacionada à escala de tratamento, por exemplo, a *birremediação* tem alta eficiência em sistemas fechados ou com pouca comunicação com o mar, como lagunas e lagoas, sendo o comportamento inverso em zonas de alta energia, como zonas de arrebentação. A segunda alerta para a necessidade de se utilizar técnicas que não agridam ao meio, ou seja, deve se dar preferência a organismos *biodegradadores* já naturalmente presentes no local de contaminação.

No que diz respeito às **técnicas de remoção das estruturas**, a escolha da mais adequada deve estar ligada à necessidade de *remoção total* ou *parcial*. A técnica de *tombamento* descrita no início deste capítulo (ver 5.1) aparenta ser a mais adequada para o litoral NE brasileiro, pois propicia ao mesmo tempo os dois tipos de *remoção*, assim como o pronto estabelecimento de um

recife artificial, devido ao afundamento de parte da estrutura. O emprego desta técnica não impede o desenvolvimento de uma técnica de *remoção* inteiramente nacional. Todavia, ao menos em seus princípios tecnológicos básicos, as etapas necessárias ao *abandono* das plataformas apresentadas na Tabela 5.2 estariam de acordo com a técnica de *tombamento*.

As **formas de recuperação do meio marinho**, antes de mais nada, deve-se ter em mente que toda e qualquer tentativa de recuperação do meio a ser empreendida na costa brasileira deverá estar associada à obrigatoriedade de cumprimento das disposições da IMO sobre *abandono*. Não obstante existirem outras convenções como a OSPAR ou a londrina de 1972 que também tratam da questão das plataformas, o único instrumento internacional legalmente reconhecido e explícito sobre as características a serem levadas em conta para proceder o *abandono* de plataformas é o elaborado pela Organização Marítima Internacional, instrumento este do qual o Brasil é signatário. Isto se torna uma via de duas mãos pois as medidas de recuperação empregadas pelos signatários IMO podem se tornar num futuro próximo uma diretriz de aplicação geral. No momento, à exceção dos países que já definiram estas medidas em suas legislações sobre *abandono*, existem medidas de recuperação que se tornaram praxe entre as partes da IMO. Chama-se a atenção para a medida mais usual, no momento, qual seja, a criação de recifes artificiais utilizando-se partes das plataformas. Como já foi dito anteriormente, transformar um *abandono total* em outro *parcial* embora se constitua em violação do tratado da Organização Marítima Internacional é tolerada, desde que a *remoção parcial* sirva à construção de recifes artificiais. No entanto, esta medida de recuperação do meio, mais uma vez acarreta a necessidade de adaptação ao caso brasileiro. Obviamente, a costa brasileira tem características distintas da costa do Golfo do México onde esta medida é muito utilizada e, como tal, deve haver um questionamento por parte daqueles que procedem ao *abandono*, assim como daqueles que o permitem, da real necessidade de se construir recifes artificiais. Talvez devam ser realizados testes em escala piloto de modo a verificar o comportamento dos recifes artificiais no Brasil, ou então valer-se de uma equipe científica multidisciplinar para o monitoramento do ecossistema que recebeu o recife, à exemplo do que é disposto na legislação britânica. Na realidade, a solução ideal seria criar medidas de recuperação do meio marinho caso a caso, evitando-se a generalização e, conseqüentemente a possibilidade de desequilíbrio ecológico que pode ocorrer, devido a presença de espécies estranhas ao meio que passarão a utilizar o recife. Poruban (2001), descreveu os aspectos positivos na utilização de recifes artificiais no Golfo do México e Louisiana (EUA). Os mesmos servem de refúgio para espécies marinhas, como ponto de parada de aves migratórias e como áreas preferenciais de pesca. No entanto, deve-se notar que as espécies que habitam ou habitarão o recife não necessariamente são ou serão aquelas que habitavam a região antes. Além disso, há a possibilidade de que partes da plataforma que foram transportadas de outros locais venham a introduzir espécies estranhas ao meio. O autor ainda cita as diversas opções que a legislação californiana admite para o reutilização das plataformas, entre elas: terminal para tratamento de esgotos domésticos, estação de tratamento de resíduos perigosos como os

hospitalares, *resorts*, campos de golfe, prisões e laboratórios. Obviamente, todas estas opções estão fora da realidade nacional, no entanto, admitindo-se que proceder-se-á ao *abandono parcial*, ao invés de se dar prosseguimento ao desmonte podem ser tentadas outras alternativas. Lembrando-se que a costa Nordeste, onde se darão os primeiros *abandonos* no Brasil, é uma zona de intensa pesca comercial, talvez as plataformas possam ser utilizadas como **terminais de pesca ou entreposto**, servindo como ponto de parada e reabastecimento às embarcações, mas também como um pequeno hospital em caso de acidentes no mar e centro de refrigeração e processamento de pescado, desse modo agregando valor ao produto. Isto aumentaria o tempo de permanência dos barcos no mar, evitando os lucros cessantes que ocorrem quando surge a necessidade de retornar ao porto para reabastecimento ou entregar a carga. Outra possível utilização das plataformas é como pequenas **plantas de geração eólica ou solar**. Devido à distância da costa e ausência de obstáculos, as plataformas se prestam à instalação de turbinas eólicas e painéis solares, especialmente na costa do Rio Grande do Norte e Ceará, gerando assim energia elétrica para o Nordeste. Ainda se tratando de *abandono parcial*, pode haver a adaptação da infra-estrutura dos dutos da plataformas para a **distribuição de gás natural** ao Nordeste, transformando uma ou mais plataformas em unidade de processamento e distribuição de gás para uso industrial e/ou doméstico. Todavia, estas duas últimas alternativas, à exemplo das outras já discutidas, devem ser analisadas com cuidado, neste caso, especialmente em termos de viabilidade técnica e econômica, pois entende-se que a não-remoção dos dutos é reconhecida como violação das disposições da IMO.

### ***5.3.1 - Uma Legislação Brasileira para o Abandono:***

O cumprimento ou monitoramento puro e simples dos condicionantes ambientais por parte do produtor é ilusório, mesmo que exista a previsão de sanções à operação ou pecuniárias. No entanto, é possível garantir que a prática com base BPEO e a observância dos condicionantes ambientais se tornem prática comum, para tal sugere-se a criação de uma legislação específica para o *abandono* de plataformas. Este instrumento legal poderia ser uma revisão da NLP, acrescido de previsões sobre o papel e figura do pequeno produtor e os limites de operação de *campos marginais*, ou então uma lei própria. O ente executor desta lei poderia ser a ANP, ressaltando-se o possível contexto de *teoria da captura* que poderia se instalar, ou então um órgão que tenha a atribuição de legislar sobre meio ambiente, como o IBAMA. Atualmente, este instituto é quem emite as licenças de operação para as plataformas, o que o torna a escolha natural para tratar das questões relativas ao *abandono*. No entanto, este papel só poderá ser desempenhado à altura da importância que merece, se o Governo Federal fornecer instrumentos legais – como uma lei sobre *abandono* – verbas, poder de embargar ou forçar o início de um projeto de desativação e permitir a contratação de pessoal especializado em petróleo e gás, além de especialistas sobre os

efeitos dos derrames de óleo no meio marinho e ecossistemas costeiros. Sem isto, deixar a realização do *abandono* à mercê do produtor pode resultar em sucessivos adiamentos da desativação de uma ou mais plataformas, isto é, na prática, nunca se dando o *abandono*. Uma legislação brasileira sobre *abandono* deve cobrir os seguintes aspectos:

- a) definir o que é *abandono de produção* em plataformas *offshore* e *onshore*, assim como os dois tipos de *abandono* existentes, quais sejam o *total* e *parcial*;
- b) quais são os critérios de *abandono total* e *parcial*. Sugere-se o respeito aos critérios IMO, ou seja, plataformas de até 4 mil toneladas e em profundidades de até 55 m devem ser totalmente removidas, às outras admite-se *abandono parcial*;
- c) definir o que é *dumping* e em que casos ele se dá. Sugere-se o acatamento da OSPAR que banuiu o *afundamento* e permanência de toda e qualquer estrutura relacionada a E&P de petróleo e gás após o encerramento da produção, incluindo a remoção completa da rede de dutos;
- d) definir em que casos pode haver flexibilidade do *abandono*. Por exemplo, uma plataforma que esteja na categoria de *abandono total* pode ter algumas de suas partes destacáveis, como tanques e containers destinados à criação de recifes artificiais. Entende-se que isto só se aplica às partes destacáveis. Qualquer outra parte da estrutura da plataforma destinada a este fim – sendo a plataforma indicada para *abandono total* - será visto como violação das disposições IMO. Mesmo as partes destacáveis só podem ser destinadas para a criação de recifes artificiais, qualquer outro uso será entendido como *dumping*;
- e) definir quais devem ser as técnicas e os passos a serem cumpridos durante o *abandono*. Os produtores podem apresentar e executar a sua própria metodologia de *abandono*, mas esta deverá obedecer às determinações impostas na legislação. O mesmo vale para a técnica de remoção;
- f) a legislação deve prever o papel de cada uma das partes envolvidas: produtor e ente fiscalizador;
- g) ao ente fiscalizador deve caber a atribuição de aplicar as penalidades ou benesses previstas em lei. Por exemplo, multa devido à extrapolação de prazo das operações de desativação, adiamento da desativação, poluição, etc.;
- h) definir as formas de financiamento do *abandono*;
- i) definir o que é o pequeno produtor e campo marginal e se os mesmos critérios de *abandono* serão aplicados aos dois;
- j) definir os condicionantes ambientais a serem monitorados antes, durante e após o *abandono*;
- k) definir, segundo as características do *offshore* brasileiro, quais são as alternativas mais indicadas de BPOE ou se estas serão definidas caso a caso;

- l) definir os usos finais mais adequados de partes das plataformas. Por exemplo, criação de recifes artificiais, construção de um porto, etc. Igualmente deverá definir o uso final de plataformas desativadas que não correspondam aos critérios IMO ou que sejam flutuantes;
- m) definir em contrato de concessão de exploração e produção quando se dará o *abandono*. Por exemplo, a plataforma será considerada *abandonada*, após decorrer um ano do encerramento do contrato de concessão ou após um ano sem nada produzir.

Obviamente, outros tópicos de interesse podem fazer parte de uma sugestão de legislação, no entanto, caberá ao regulador ou ente responsável pela criação de uma lei de *abandono* prever que dispositivos de obrigação da desativação e *remoção* não se tornem obstáculos à produção *offshore* brasileira, mas que estejam adaptados à realidade industrial, econômica e política nacional.

### 5.3.1.1 - Obstáculos à Realização do Abandono:

Como já foi citado anteriormente, necessita-se de uma legislação sobre *abandono* para que as desativações decorram dentro de um padrão mínimo de segurança e preservação ambiental. Todavia, a criação de uma legislação a mais para a área de petróleo está diretamente ligada aos interesses e política governamental e industrial para o setor. Quando a NLP foi criada, ela já deveria trazer a previsão do *abandono*, incluindo os casos especiais do pequeno produtor e *campos marginais*. Agora, está posta a dificuldade de ou criar-se uma lei a mais, ou de incluir-se um adendo à 9478. O adendo à Nova Lei do Petróleo pode vir a ser um caso particular da *Teoria da Captura* e deverá, se possível, ser evitado. Tome-se um mercado liberalizado, o qual, anteriormente, não possuía mecanismos de regulação, ou se os possuía eram de natureza estatal. Neste contexto, entende-se que este tipo de mercado só aceitava a participação do setor privado em associação a um agente representante do Estado, o qual poderia ser, por exemplo, uma companhia estatal. No entanto, quando o mercado é aberto, os novos agentes privados que se constituíram para competir nesse mercado, assim como os que são atraídos por ele, deveriam (em teoria) se ater aos mecanismos e a dinâmica do mercado livre e da livre concorrência. Assim, a fim de evitar concorrência desleal, canibalismo (quando uma empresa grande adquire outras menores, diminuindo a número de concorrentes, o que pode resultar em formação de cartel) e cartelização, costuma-se criar uma legislação para reger o novo mercado, assim como um *ente regulador*. Todavia, o *ente regulador* que, necessariamente, deve ter competência técnica para atuar no novo mercado, também tem de ser independente em sua atuação, pois é possível que surjam conflitos entre regulação do mercado e política energética ou partidária. O *regulador* deve

possuir um mandato independente do tempo de duração de uma legislatura executiva ou do Governo Federal. Tampouco sua nomeação deve ser objeto de indicação partidária, pois no caso de isto ocorrer, talvez não seja possível distinguir se o regulador atua em prol do mercado, da sociedade ou em cumprimento a um programa partidário e, conseqüentemente, governamental. Esta situação, caracteriza um exemplo de *Teoria da Captura*.

Da mesma forma, compreende-se que a atuação do regulador deve ser objeto da fiscalização da sociedade, seja na forma de prestar contas dos seus atos administrativos, seja agindo com transparência e cedendo informações, quando solicitadas pelo público. Se as informações ou atuações não são tornadas públicas, mas são de conhecimento do setor privado, isto também se constitui em *Teoria da Captura*.

Já a criação de uma lei específica implica em definir-se um executor da mesma. Como atualmente o IBAMA é o órgão que concede as licenças de operação das plataformas, igualmente poderia ser responsável pelos futuros *abandonos*. Fica mantida assim a independência e autonomia do executor legal em relação aos interesses do produtor.

Um ponto merecedor de destaque é a forma de execução da política de petróleo brasileira. A questão do *abandono* das plataformas deve estar dissociada dos objetivos de maximização ou auto-suficiência da produção. Adiar-se a desativação com objetivo de manter o patamar de produção de petróleo ou de gás natural, ou valer-se de projetos que estão muito próximos do *limite econômico* como meio de aumentar a produção e atingir a auto-suficiência produtiva pode se revelar como uma tática burra. Para evitar que isto ocorra, diversas perguntas têm de ser respondidas.

A primeira delas a ser feita é: **para que serve a auto-suficiência ?**. Atualmente, o Brasil produz cerca de 80% do petróleo que consome, sendo que a maioria do petróleo que ainda é importado é feito de nações próximas e não mais da região do Golfo Pérsico. Usar o argumento de que o Brasil poderia desse modo diminuir a dependência externa ou de que o dinheiro empregado na importação poderia ser utilizado em outros setores, como educação, saúde ou investimento na produção de petróleo ou geração de energia, possui lógica. Mas se assim for feito, deve-se responder a uma segunda pergunta: **durante quanto tempo o país será auto-suficiente antes de retornar às importações?**. A cada ano o consumo de petróleo e derivados cresce, assim como o número de consumidores, prevê-se, então, que a auto-suficiência garante que a produção vai acompanhar o crescimento da demanda ou mesmo, em dados momentos, ultrapassar esta expectativa, de modo a formar uma margem de segurança contra a importação, pois haverá períodos em que alguns projetos não estarão produzindo, o que vai se refletir como uma diminuição da oferta em um quadro de consumo crescente. O não-atendimento da demanda implica na retomada de importações ou em gastos no desenvolvimento de projetos energéticos tidos como custosos ou anti-econômicos. Se assim o for, **de que serviu a economia feita com o fim das importações?** Bom, **se a auto-suficiência pode ser apenas temporária, por que insistir nela?**. O mais lógico seria manter-se a atual margem de produção doméstica, se possível

aumentando-a um pouco, mas sem abandonar as importações, incluindo-se ainda a formação de um estoque estratégico para os períodos de forte oscilação no preço do barril. Em outras palavras, esta estrutura (muito semelhante à atual), permite que os futuros *abandonos* venham a ocorrer naturalmente sem que se utilize de artifícios político-econômicos para protelar ou mesmo adiar indefinidamente a desativação, justificando-se esta atitude como necessária ao aumento da produtividade ou estabelecimento da auto-suficiência.

## SÍNTESE DO CAPÍTULO V

As principais legislações internacionais estabelecem que o *abandono* é uma obrigação legal após o encerramento da produção. A associação entre este princípio e os anteriores estabelecidos pelas convenções UNCLOS I e II, encontra eco na Convenção IMO que determina que toda estrutura relacionada a exploração de gás e petróleo que opere em profundidades de até 55 m e com peso de até 4 mil t, deve ser inteiramente removida. Outras plataformas, em profundidades além de 55 m e peso maior que 4 mil t, podem sofrer *remoção parcial*.

No entanto, o estado-da-arte tecnológico e, principalmente, as alegadas limitações financeiras dos produtores servem de justificativa à praxe da *remoção parcial*. Embora não haja apoio unânime à esta opção. De modo geral, o desmonte parcial, associado a uma remoção incompleta é tolerada pelos signatários da IMO, desde que haja a opção preferencial de se criar recifes artificiais a partir das partes da plataforma que permanecerão no local, especialmente se forem as estruturas de sustentação ou partes destacáveis como containers. Algumas legislações, como a britânica, definem que um recife só pode ser criado se houver o acompanhamento, por parte de uma comissão de cientistas, de todas as etapas da criação, incluindo escolha do material e sítio de instalação, além de um acompanhamento dos efeitos do recife sobre o meio marinho ao longo dos anos, após a sua criação.

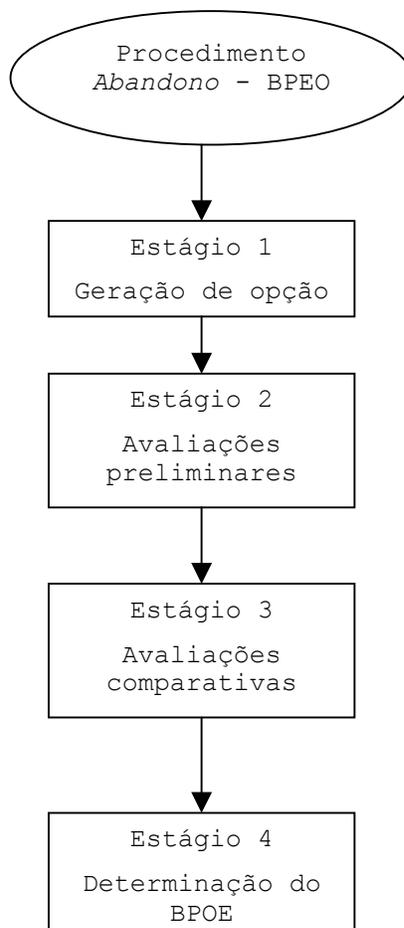
Esta opção de recomposição do meio marinho, nasceu da alegada escassez de recursos financeiros dos produtores britânicos aliada a uma certa dose de resistência em cumprir a cláusula de *remoção total*. Com o tempo, ela veio a se revelar como a opção de recomposição mais prática de ser realizada, pois é capaz de agregar valor econômico ao antigo sítio de exploração. Estudos realizados no Golfo do México e Lousiana, mostram que, além de agregar fauna, os recifes artificiais podem se tornar pontos preferenciais de pesca comercial, desde que devidamente sinalizados. Hoje em dia, os países que possuem legislações sobre o *abandono*, incorporaram às suas opções de recomposição do meio, a alternativa de se criar recifes artificiais com partes de plataformas. No entanto, esta medida é objeto de discussão por parte dos especialistas, justamente em seu aspecto de recomposição, pois agrega uma fauna diferente da original. Não obstante a polêmica em torno dos recifes artificiais, a sua criação permanece como a opção mais viável aos produtores que realizam *abandono*.

No Brasil, cerca de 61 plataformas fixas das bacias de Campos, NE e Potiguar se enquadram nos critérios de *remoção total* da IMO. No entanto, ainda não existe plano de *abandono* ou alternativa de recomposição do meio marinho de aplicação já definida. Embora, já há algum tempo, a alternativa de criação de recifes artificiais ao longo da costa do Rio Grande do Norte e Paraná venha sendo estudada, todavia, até o momento, ambos estudos não tiveram os seus resultados divulgados. Aparentemente, para o caso brasileiro, este será o número total de plataformas a sofrer *remoção total*, pois o restante das plataformas fixas pode sofrer *remoção parcial*, pois sua faixa de profundidade de operação varia de mais de 55 m até cerca de 180 m de profundidade.

À exemplo de outros países, o Brasil não possui legislação sobre *abandono* e tampouco forma de financiá-lo. Imagina-se que existam algumas formas de promover o custeio do *abandono*. Uma delas é recolher uma quantia de cada barril produzido para constituir um fundo que, no futuro, irá financiar o *abandono*. Este fundo pode ter ou não a participação do concedente. Outra forma é através da abertura de capital na bolsa. Através da venda da perspectiva da descoberta ou da idéia de um meio ambiente mais limpo, pode-se conseguir o montante necessário para o fundo.

Na realidade, ao se falar de *abandono*, deve-se entender que não existe uma metodologia estabelecida para a realização do mesmo. Em princípio, o tratamento do problema é feito caso-a-caso, o que, no entanto, não invalida a criação de uma sistemática geral que possa ser flexível o bastante para sofrer adaptações. Este é o caso da metodologia de *abandono* desenvolvida pela AGIP, com base na determinação da Best Practicable Environmental Option - BPEO, ou seja, a melhor opção de recomposição aplicável à uma dada situação. Embora este método tenha sido desenvolvido especificamente para aplicação no Mar do Norte em 2003, foi prevista em sua criação, todavia, a incorporação de características regionais e locais. Isto permite, devido à falta de outra metodologia, inclusive uma metodologia brasileira, a adaptação da mesma para a situação de *abandono* da Costa Nordeste brasileira. O diagrama a seguir sintetiza a metodologia com base BPEO.

## BPEO - SÍNTESE DO PROCEDIMENTO



O primeiro estágio, que trata da Geração de Opções, representa a definição de todas as etapas de desativação (retirada dos equipamentos de perfuração, dutos de transporte, etc.) e que irão culminar no *abandono*. Cada etapa deve estar associada a uma técnica específica ou adequada para o uso final imaginado.

O segundo estágio, o de Avaliações Preliminares, trata da identificação do sítio de localização da plataforma e do estudo de suas características ambientais. Assim como do detalhamento da condução de cada uma das operações de desativação.

O terceiro estágio, denominado de Avaliações Comparativas, realiza estudos específicos sobre os possíveis impactos decorrentes das operações de desativação, da emissão de CO<sub>2</sub> durante a condução da desativação, da

segurança na operação dos equipamentos envolvidos, do uso de tecnologia adequada a cada fim e dos aspectos financeiros das diversas etapas do *abandono*.

Por fim, o último estágio, o de Determinação do BPEO, analisa as vantagens e desvantagens de cada opção de desativação e recomposição ambiental escolhida.

## CAPÍTULO VI – CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

### 6.0 – Introdução:

Ao longo dos cinco capítulos deste trabalho, tentou-se demonstrar que a produção e exploração de gás natural e petróleo em ambiente marinho e, posteriormente, o *abandono* de plataformas pode levar a impactos ambientais severos, os quais atingem não só a flora e fauna marinha, mas também todos os ecossistemas adjacentes ao mar e também o Homem. Contudo, também foi visto que este é apenas um dos aspectos desta problemática, a qual é agravada pelo fato de ainda não haver ocorrido o *abandono* de plataformas no Brasil. Viu-se que *abandonar* uma plataforma envolve questões ambientais, políticas, econômicas e tecnológicas. A conjunção destes fatores é que confere complexidade à questão. Complexidade esta que impede a aplicação de uma solução simples e única ao problema.

O Brasil com sua imensa linha costeira e cenário geológico característico possui um ambiente de exploração *offshore* localizado sobre a *plataforma continental*. Nela a profundidade vai de dezenas de metros a milhares de metros, ou seja, de águas rasas até profundas. E, como tal, confere ao tipo de exploração aqui desenvolvida feições únicas, as quais irão refletir na ocorrência do *abandono*. Nos países onde o problema já se apresentou, os *abandonos* foram realizados em águas rasas, com dezenas ou até uma centena de metros. Este tipo de cenário conferiu experiência de desativação aos produtores, coisa da qual carece a indústria brasileira. No entanto, parte da experiência internacional pode ser aqui aproveitada, especialmente no aspecto técnico.

Sabe-se que o Brasil devido a ser signatário da IMO deverá fazer a *remoção total* das plataformas que operam em profundidades de até 55 m e possuem peso de até 4 mil toneladas. Já as plataformas que excedam estas medidas poderão ser *parcialmente removidas*. Estes critérios, assim definidos, levam a quase totalidade das plataformas que operam no NE brasileiro a serem removidas. Viu-se, na Tabela 5.4, que todas as plataformas fixas das Bacias NE e Potiguar serão *abandonadas*, acrescidas de mais duas da bacia de Campos, totalizando sessenta e duas plataformas (62). Embora seja um número expressivo, ele representa um total acumulado desde o início da produção *offshore* brasileira. A taxa anual de desativação e desmonte pode não passar de duas ou três ao ano, ressalvadas as estimativas de *abandono* feitas com base em R/P ou **fdp**. Os números estimados pelo Greenpeace, em 1998, para a *plataforma continental* do Reino Unido (Quadro 3.C) mostram valores da ordem de centenas de milhões a bilhões de dólares para uma taxa anual de desativação de dezoito (18) plataformas. Estes números mostram que mesmo em situações em que a tecnologia de *abandono* está consolidada e os custos amortizados, ainda assim os custos totais de *abandono* permanecem elevados. À primeira vista, baseando-se apenas nos custos estimados, imagina-se que o *abandono* no Brasil pode se processar a custos menores, uma vez que a taxa de desativação talvez seja um terço daquela do Reino Unido (ver Quadro 3.C).

No entanto, a lei britânica prevê formas de financiamento das operações de desativação, tornando, desse modo, os custos menores tanto para o produtor como para o concedente. O que já não ocorre na legislação brasileira devido a dois motivos: um deles, o mais cabal, é não haver ainda uma legislação que regule o *abandono*. Já o outro, torna-se consequência do primeiro, pois é o somatório da falta de experiência do produtor com o processo de criação de uma metodologia para execução do *abandono* e consequente realização do mesmo.

### 6.1 - Sobre a Legislação:

O principal passo no tratamento das questões relativas à desativação e ao destino final das plataformas ou de partes delas reside na criação de uma legislação adequada e específica para o *abandono*. Num primeiro momento, pode-se incorporar dispositivos legais já existentes nas legislações estrangeiras, no entanto, isto só poderá ser feito se tais dispositivos servem à realidade do cenário exploratório brasileiro, seja a partir de uma adaptação mínima ou mediana. Cogita-se, aqui, de não se empregar adaptações totais pois tendem a ser eivadas de características relativas ao cenário exploratório original, o que invalida sua aplicação (integral) em qualquer outra situação externa. Obviamente, uma legislação brasileira sobre *abandono* deve incorporar feições próprias, condizentes, como já dito anteriormente, com a realidade nacional. Isto significa dizer que, mesmo medidas empregadas em larga escala e reconhecidamente efetivas, seja no tratamento da poluição seja na remediação do meio marinho, terão de ser questionadas e avaliadas quanto à sua aplicabilidade no *offshore* brasileiro. Este é o caso, por exemplo, da criação de recifes artificiais. Medida que é vista, atualmente, como a mais adequada para a recomposição faunística marinha pelos realizadores de *abandonos*. No Brasil, a criação de recifes já é realizada ao longo da costa do Rio Grande do Norte com containers, e ao longo da costa do Paraná com blocos de concreto não-poluente (*environmetal friendly*), especialmente projetados para se tornarem recifes. Embora, aparentemente, trate-se de uma medida correta, o recife artificial não reincorpora a fauna autóctone, mas sim uma nova (alóctone). Esta nova fauna pode responder aos anseios ambientalistas ou àqueles da indústria de pesca. Todavia, faz-se necessária a realização de mais estudos sobre o peso desta nova assembléia faunística sobre o equilíbrio marinho original. A legislação brasileira, à exemplo da britânica, poderia conceber uma comissão de notáveis para o monitoramento e avaliação da funcionalidade e efetividade dos recifes artificiais. Esta comissão seria composta por oceanógrafos, químicos, biólogos e geólogos marinhos.

Outro ponto importante a ser considerado nesta legislação é àquele referente à previsão das penalidades e multas decorrentes de poluição por óleo, tanto relacionada à produção e exploração de petróleo e gás natural, quanto ao transporte de óleo, gás e derivados. As penalidades devem prever a incorporação de externalidades e ainda multas relativas aos lucros cessantes, como nos casos em que comunidades de pescadores são atingidas por derrames de

óleo. Nesta situação, a multa aplicada ao produtor representa uma compensação ao pescador devido a ficar impedido de produzir (pescar). E, em sendo multa, implica haver arrecadação fiscal, a qual poderia incluir uma parcela destinada a um fundo para financiamento do *abandono* ou de tratamento contra a poluição por óleo. Deve-se entender que, além das multas serem estabelecidas em montantes expressivos de dinheiro, de modo a inibir a poluição (induzindo o produtor a se valer de medidas de segurança contra derrames ou outro tipo de acidente ambiental), deve haver a previsão de suspensão temporária de produção. Este último dispositivo, no entanto, pode ser contestado legalmente, baseando-se para tal no critério de lucro cessante citado anteriormente. Por outro lado, as externalidades representariam os problemas sociais decorrentes da ausência de atividade de pesca (desemprego, marginalidade, alcoolismo, suicídio, etc.), doenças devido à poluição, reparos em barcos e equipamentos, etc.

## 6.2 - Sobre os Impactos:

Os impactos ambientais resultantes da produção e exploração de petróleo e gás natural no mar sempre irão atingir seis compartimentos ecossistêmicos, os quais devem ser objetos de todo e qualquer esforço de remediação, prevenção ou recomposição do meio marinho. Estes seis compartimentos são os seguintes:

- a) o substrato marinho;
- b) a parte da zona litorânea utilizada como área de lazer e moradia, compreendida pela praia e zona de arrebentação das ondas;
- c) a zona *planctônica*;
- d) a área onde se encontra a vegetação fixa;
- e) a zona de reprodução e alimentação dos pássaros marinhos;
- f) a zona de reprodução e alimentação dos mamíferos marinhos.

Qualquer ação de combate a um derrame ou qualquer outro impacto relacionado a gás natural ou petróleo não pode se esquivar de atuar sobre os seis compartimentos. Esta ação integrada evita ações paliativas de mitigação ou de recomposição do meio marinho, as quais se aplicariam sobre a parte mais visível ou “tratável” do problema, sem, no entanto, estender suas ações para uma recomposição a médio e longo prazo. O resultado poderia ser, por exemplo, um antigo sítio de E&P em que a ausência de organismos vivos seria facilmente notada, pois o responsável pelas ações remediadoras derivadas de um derrame resolve apenas combater as manchas de óleo, sem preocupar-se com os organismos atingidos pelo óleo. A população de aves e mamíferos cairia drasticamente, uma vez que não haveria peixes para a alimentação e as funções reprodutoras estariam comprometidas. A partir deste exemplo, entende-se, então, que as

medidas de mitigação, tratamento ou recomposição do meio marinho que constem de um plano de *abandono* devem se aplicar aos compartimentos citados, de modo a realizar um trabalho de prevenção ou de contenção de efeitos realmente voltado para a solução dos efeitos ambientais a longo e médio prazo. Sabe-se, no entanto, que este tipo de ação é fortemente limitado pelo estado da arte da tecnologia das medidas a serem empregadas, assim como do volume de recursos financeiros disponíveis.

### 6.3 - Sobre uma Metodologia de Tratamento:

Qualquer programa de tratamentos dos impactos ambientais derivados de E&P de gás natural e/ou petróleo deve, necessariamente, atender ao cumprimento de quatro etapas, as quais compreendem desde o início do surgimento do problema, por exemplo um derrame de óleo, até o final quando as medidas de tratamento (remediadoras) já foram aplicadas:

- 1) deve-se identificar, o mais rápido possível, o tipo de contaminante, seja resíduo inadequadamente disposto ou óleo derramado;
- 2) após a identificação, aplicar a técnica mais adequada de remoção ou recolhimento. Por exemplo, resíduos sólidos podem ser removidos em batelada ou aspirados, já o óleo não. Em sabendo-se o tipo de óleo, algumas medidas de tratamento só podem ser aplicadas antes que ocorra a formação da emulsão (óleo-em-água). Por outro lado, existem óleos que devido a densidade podem ser recolhidos por meios mecânicos. E ainda outros quando estão à temperatura marinha média (entre 10° C e 20°C não podem ser aspirados ou bombeados (Cormack, 1983). Neste caso, torna-se imprescindível conhecer o ponto de fluidez e/ou solidificação do óleo em dada temperatura (*pour point*);
- 3) no caso de óleo derramado, a velocidade de aplicação das medidas é diretamente proporcional à taxa de recuperação. Quanto mais tempo passa, mais o óleo perde voláteis, diminuindo a quantidade de óleo que pode ser recuperada devido ao aumento da viscosidade. Se a viscosidade estiver abaixo do ponto de fluidez, ocorrerá a solidificação do óleo;
- 4) nem todo tipo de químico, seja emulsionante ou dispersante, pode ser aplicado às manchas de óleo. Quando estes não podem atuar, a solução é transportar o óleo para tratamento em *onshore* (Cormack, op.cit). No caso de resíduos tóxicos, os mesmos devem ser tratados no local de disposição, pois o transporte aumenta o risco de disseminação dos poluentes, especialmente metais pesados.

## 6.4 - Sobre a Estimativa de Custos:

Quando se trata de estimar os custos de limpeza de um derrame, deve-se levar em consideração, inicialmente, que cada tipo de óleo possui uma taxa de dispersão própria, segundo a temperatura média do mar e hidrodinâmica (ver Diagrama 4.1). Quando são conhecidas estas características, os custos de tratamento irão refletir, se assim a legislação o ordenar, a compensação financeira das comunidades atingidas, pois é assumido que ao atingir o ambiente litorâneo, o derrame impede a pesca e o uso das águas como fonte de lazer e o turismo. Os lucros cessantes daí advindos podem resultar em ações judiciais, ou ainda imediatas compensações por força de lei. O tratamento de um derrame que chega à praia pode se tornar, então, mais custoso que àquele realizado longe da costa.

Cormack (1983), estabeleceu alguns parâmetros de custo para tratamento de derrames de óleo, assim como os fatores que influem nos custos de tratamento, a partir de um derrame hipotético de 5 000 t de óleo. Obviamente, estes custos correspondem a uma média. Os mesmos podem variar segundo o tipo de tecnologia empregada e distância da costa (ver Tabela 4.5). Estes parâmetros (dados em US\$ de 2001) são os seguintes:

- quantidade de óleo derramada = 5 000 t;
- evaporação de 35% (1 200 t);
- dispersão natural de 50% (1 800 t);
- restante a ser tratado com potencial para virar emulsão = 2 000 t;
- para uma tonelada de dispersante de custo médio, US\$ 659, 73/ t /dispersante;
- considerando a razão dispersante : óleo equivalente a 1:20;
- o custo de tratamento seria de = US\$ 46,18/ t / óleo tratada.

Estes parâmetros de custo devem ser associados ao rol de fatores que influem nos custos totais, os quais são vistos a seguir:

- definição da natureza do incidente:
  - tamanho do derrame;
  - localização do derrame.
- tecnologia de limpeza:
  - local de aplicação das técnicas: no mar, na praia ou em ambos, ou em outro ambiente;
  - tipo de técnica de tratamento utilizada (dispersante, remoção mecânica, etc.);
  - tipo de técnica de dispersão ou de recolhimento empregada na praia;

- tipo de técnica de transporte, armazenagem e recuperação do óleo ou de resíduos.
- definição dos danos causados:
  - impedimentos à pesca comercial;
  - impedimentos ao uso das praias e águas costeiras como forma de lazer;
  - outros.

### 6.5 - Sobre o Tempo Estimado até o Abandono:

Pode-se apontar o encerramento da produção como o ponto determinante do início da desativação da plataforma. Todavia, mesmo sabendo que o ciclo de vida produtivo compreende um ponto em que há o início da produção, outro quando é atingido o pico de produção, e mais um terceiro que irá apontar o fim da produção comercial, caracterizando o *limite econômico de produção*, ainda não é possível determinar temporalmente com exatidão, o instante em que a plataforma será *abandonada*. Não obstante, pode-se estimar quando deverá ocorrer o *abandono* por meio do cálculo da *estimativa de tempo até o abandono*. Contudo, esta estimativa é feita dentro das condições econômicas, tecnológicas e políticas reinantes no momento da referida estimativa. Qualquer mudança em uma delas, torna inválida a estimativa de *abandono*.

As dificuldades na *estimativa de tempo até o abandono* começam a surgir quando se tenta determinar o *limite econômico de produção*. Um projeto de produção é economicamente viável quando o custo do barril produzido é recuperado na venda acrescido de uma margem de lucro. Quando o custo é igual ao valor de venda, sem a margem de lucro, ou ainda quando o custo supera o valor de venda, então o projeto se torna economicamente inviável. Obviamente, sabe-se que a fim de maximizar a renda, o produtor possui o seu programa de produção, o qual foi desenhado segundo uma expectativa de lucro com base numa faixa de preço do barril vendido. Enquanto o preço do barril se mantém dentro da faixa de variação prevista, a produção não é questionada, mas se o preço do barril fica aquém das expectativas, então o produtor passa a avaliar se é viável ou não continuar a produzir. Na realidade, a avaliação que o produtor faz sobre continuar ou não a produção é feita em dois momentos distintos: no **primeiro**, ele considera o tempo e investimentos que serão feitos no reservatório até que este atinja o pico de produção, de modo a remunerar os investimentos feitos em produção. Este processo, que poderia ser chamado de *maturação da avaliação econômica*, não possui prazo definido. Em zonas de produção como a Bacia de Campos, pode levar dois ou três anos, desde o início da produção até o pico. Mas em outros, o tempo decorrido desde o início de produção até o pico pode demandar dezenas de anos, como no caso de Guaricema (NE). Obviamente, o volume de investimentos alocados em um campo depende da disponibilidade de recursos financeiros, mas também do tipo de petróleo que será extraído (e o processamento que irá sofrer ao longo da cadeia de refino, mas, principalmente

do preço do barril vendido. Se o preço do barril não compensar os investimentos no desenvolvimento do campo e os custos de extração, o petróleo pode permanecer anos no reservatório sem ser extraído, aguardando apenas a variação de preço que permita a sua extração. No **segundo**, faz-se outra avaliação, assim que o pico de produção é atingido, pois o pico de produção é o *instante zero do limite econômico de produção ou do tempo estimado até o abandono*. Pode-se, então associar a taxa de produção, segundo o preço do barril mais a dotação do reservatório, de modo a obter uma previsão razoável do *tempo estimado até o abandono*. Todavia, a aplicação desta estimativa é limitada pela capacidade que o produtor apresenta de recuperar o óleo que está no reservatório. Significa dizer que, enquanto as forças naturais agem (recuperação primária), o óleo flui sem a necessidade do emprego de técnicas de recuperação secundária ou terciária. No instante em que surge a necessidade do emprego de EOR, apresenta-se o momento inicial do *limite econômico de produção*. Contudo, ao se empregar tais técnicas, adia-se o instante em que o referido *limite* será atingido. A produção só será encerrada quando as condições tecno-econômicas não mais permitirem a recuperação de óleo ou, enquanto estas permitirem a recuperação, a produção irá continuar até o limite de produção do reservatório, ou seja, até que o máximo de 60% de sua dotação tenha sido extraída.

O princípio do *limite econômico* foi estabelecido com o fim de indicar o esgotamento produtivo da reserva. No entanto, o desenvolvimento das técnicas de recuperação veio a permitir o protelação da ocorrência do *limite*, as quais ocorrem, geralmente em duas formas: uma delas, já referida anteriormente, qual seja, o *limite econômico* não é atingido porque está sendo utilizado EOR. Já a outra forma é aquela referente ao custo de extração (devido ao tipo de óleo ou de reserva). Num dado momento, o estado tecnológico ou o preço do barril vendido impedem a continuidade da produção. Dada esta situação, em que há a ocorrência do *limite econômico de produção*, o produtor opta por encerrar a produção, considerando que a dotação do reservatório, o estado tecnológico futuro e o preço do barril permitirão a retomada produtiva. Esta é uma situação comum no caso de reservatórios de arcação geológico complexo, reservatórios em águas profundas ou em menor monta de reservatórios com óleo muito denso.

Neste trabalho foram feitas três tentativas de determinação de *tempo até o abandono*. A primeira estimou que a exploração e produção de petróleo e gás natural, à exemplo de outros projetos industriais, tem um ciclo de vida produtivo que varia entre vinte e trinta anos. Viu-se, contudo, que este tipo de abordagem não serve aos propósitos de estimativa do *abandono*, pois enquanto alguns campos atingem o pico de produção em um tempo inferior a trinta anos ou mesmo em alguns poucos anos, outros como Guaricema podem levar dezenas de anos até atingir o pico de produção. Esta demora é decorrência direta da quantidade de recursos financeiros investidos no desenvolvimento do campo. O montante de investimentos pode ser consequência da política econômica, da geologia do reservatório assim como da tecnologia envolvida.

Na segunda abordagem utilizada, empregou-se o cálculo da razão R/P, cujo princípio se baseia no cálculo da dotação da reserva em um dado instante da produção. O resultado é o

número de anos de produção que ainda restam à reserva, antes do esgotamento, naquela dada taxa de produção. Se a taxa de produção sofre alguma modificação, a razão R/P também se modifica. Razões R/P baixas, indicam que o reservatório está perto do encerramento da produção. Já as razões altas, indicam a possibilidade de crescimento da produção. Chama-se a atenção para o fato desta abordagem ser altamente dependente da política petrolífera de um país. Devido a esta limitação de viés político, a R/P pode ser empregada como um indicador de pouca precisão. No entanto, esta limitação diminui se a razão R/P for associada a outra abordagem, a determinação do *tempo restante até o abandono* (ta).

Esta terceira abordagem, dentre as empregadas, é a mais precisa pois no seu cálculo se considera o pico de produção. Ora, como foi dito anteriormente, o pico também é o *tempo zero do limite econômico*, ressalve-se, no entanto que deve-se arbitrar fatores de declínio da produção (**fdp**) para a obtenção de um valor que expressa quantos anos faltam até o *abandono*. Observa-se também que os campos maduros, ou seja, àqueles que podem apresentar **fdp** em torno de 30% são os que apresentam as estimativas mais precisas. Por outro lado, esta estimativa carece de precisão quando o tempo de desenvolvimento do campo é longo ou quando a produção foi maximizada a tal ponto nos primeiros anos que o **fdp** não é gradual, mas sim abrupto.

Não obstante as limitações aqui discutidas, podem ser obtidas estimativas de precisão razoável do *tempo até o abandono* se forem empregadas em conjunto tanto a R/P quanto o cálculo dos anos que restam até o *abandono*. Na realidade, o resultado obtido poderia ser entendido como a faixa de variação de anos com probabilidade de ocorrência de *abandonos*. Contudo, se houver a possibilidade de se empregar somente uma abordagem para prever a desativação das plataformas, a terceira abordagem deverá ser tentada, devido a incorporar o pico de produção como o início do “esgotamento” da reserva ou da tendência até o *limite econômico de produção*.

## 6.6 - Sobre Quando, Onde e Quais Plataformas Serão Abandonadas:

A IMO estabelece que toda plataforma que opere em águas com profundidade de até 55 m e com peso de até 4 mil toneladas deverá ser totalmente removida, incluindo-se a remoção da infra-estrutura de transporte, armazenagem e bombeamento de gás e petróleo. Plataformas que se encontrem em profundidades além de 55 m e com peso superior ao citado poderão ser parcialmente removidas. Nos capítulos IV e V, viu-se que a cláusula de *remoção total* se tornou um princípio legal desde a primeira UNCLOS nos anos cinquenta. E que este princípio conta com o apoio da maioria dos países que exploram recursos naturais no mar, principalmente os EUA. Todavia, após a LOS nos anos setenta, o Reino Unido passou a liderar uma campanha em prol da *remoção parcial*, alegando que os custos eram menores e a desativação mais facilmente executável.

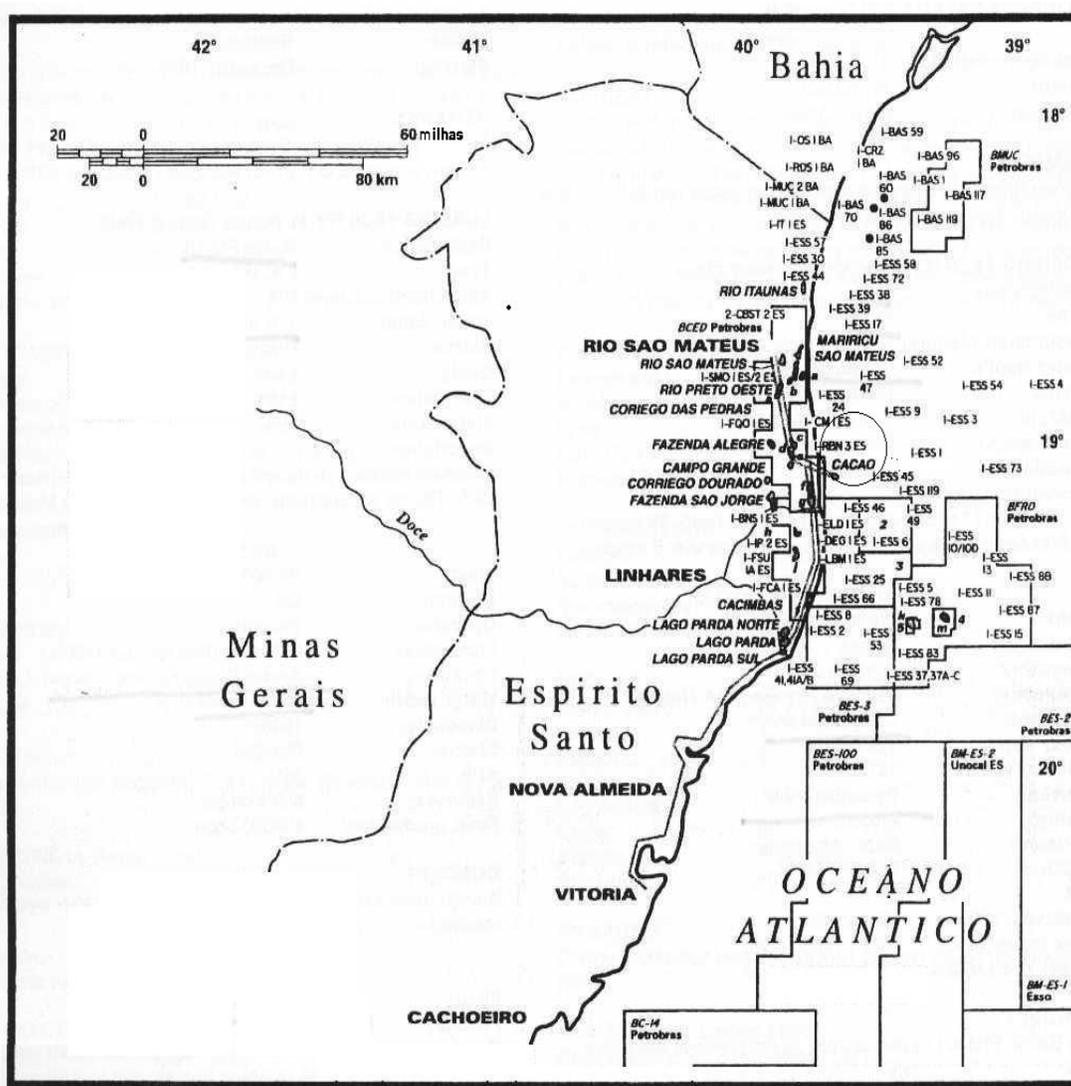
Atualmente, embora o princípio da *remoção total* ainda permaneça em vigor, a *remoção parcial* é tolerada quando ele faz parte de um processo de recomposição do meio marinho. A técnica predominante de recomposição é a de criação de recifes artificiais, a partir de partes afundadas da plataforma, ou de partes de que são mantidas no local, como as estruturas de sustentação. Desde que observadas algumas salvaguardas à navegação comercial e que haja o acompanhamento, por especialistas, da criação e manutenção dos recifes.

No caso brasileiro, viu-se que 61 plataformas fixas deverão ser removidas em sua totalidade (Tabela 5.4). Para estas plataformas localizadas nas Bacias NE, Potiguar e de Campos há uma estimativa de *anos até o abandono* que varia de dois até vinte e dois anos (Tabela 5.9), ou seja, ao longo dos próximos vinte anos mais de sessenta plataformas serão desativadas. Ao contrário das outras plataformas, como as flutuantes - que podem ser facilmente removidas de um local para outro - as fixas apresentam o problema de destinação final de seus componentes. Já foi apontado que certas partes podem servir para a recomposição do meio, assim como pode haver a reciclagem de outras. No entanto, este emprego não exclui a reutilização da plataforma inteira para outro fim, que não o da produção de petróleo e gás. Em 5.3, apresentou-se as três alternativas mais adequadas para o emprego alternativo de plataformas (entrepasto, base de plantas eólicas ou solares, ou como base para rede de gás natural), sendo a mais adequada a transformação da plataforma em **terminal de pesca ou entreposto**, pois dentre as três é a que apresenta o menor potencial poluidor e que mais rápido entraria em operação com um menor volume de investimentos. Plantas de geração de energia, provavelmente apresentariam sistemas de *back up*, capazes de poluir devido a derrames de fluidos ou disposição de resíduos, além de interferir nas rotas de migração de aves, como quando há a presença de turbinas eólicas. Já em uma rede de distribuição ou armazenagem de gás, ainda persistiriam problemas semelhantes aos de operação de plataformas, porém em menor monta, pois quando ocorresse vazamento o fluido seria gás. Por fim, não obstante o funcionamento do **entrepasto** apresenta o risco de vazamentos de óleo, à semelhança dos portos convencionais. No entanto, estes poderiam ser tratados como manchas de óleo a partir da aplicação das técnicas descritas ao longo de 4.2.

A partir dos dados da Tabela 5.9, pode-se apontar os *abandonos* que, provavelmente, ocorrerão nos próximos vinte anos e já os Mapas 5.1, 5.2 e 5.3 mostram a localização destas plataformas nas Bacias de Campos, Costa NE e Potiguar:

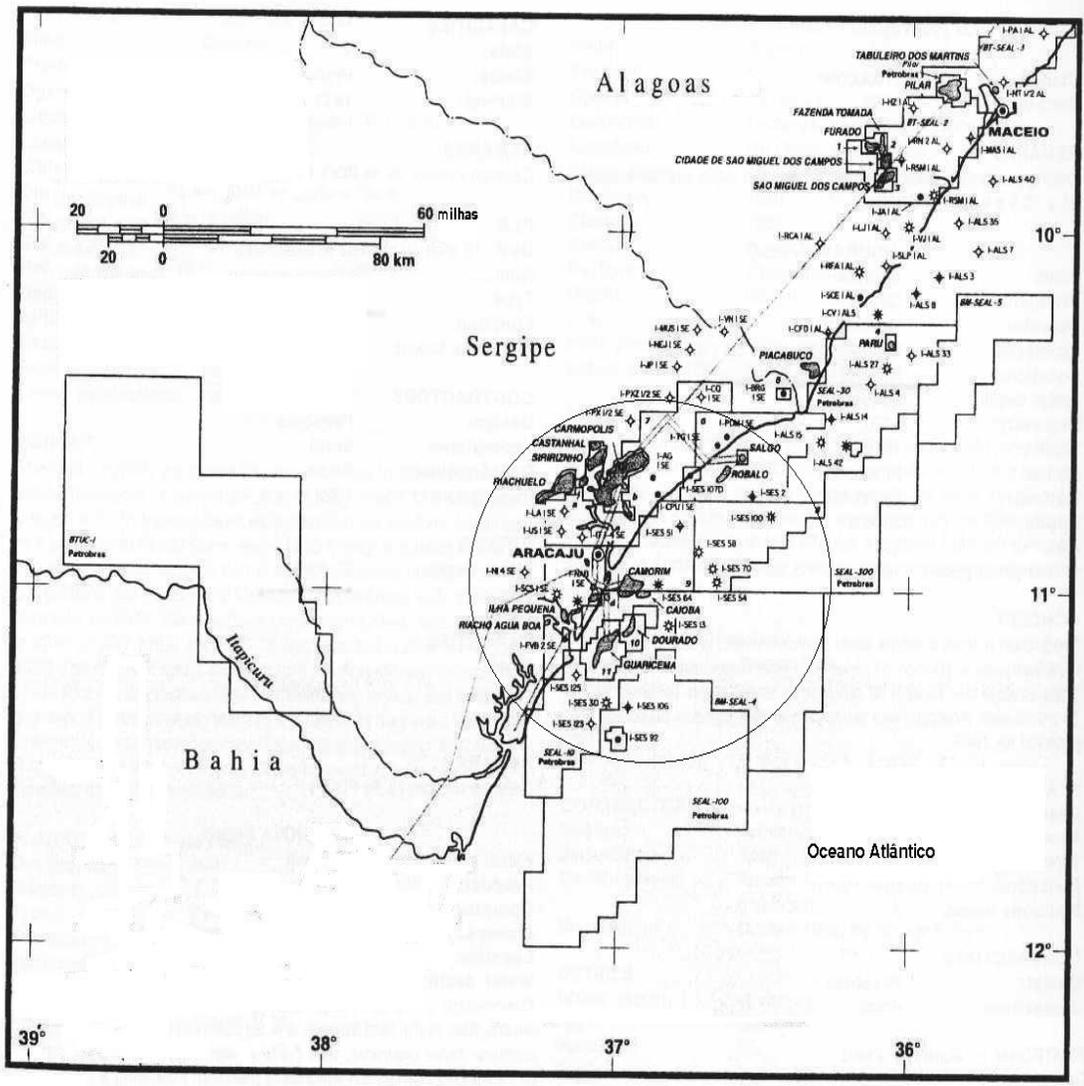
**Tabela 6.1 – Abandonos prováveis nos próximos vinte anos**

	<i>Em 5 anos</i>	<i>Em 10 anos</i>	<i>Em 15 anos</i>	<i>Em 20 anos</i>
<b>Bacia Campos</b>	Cacao			
<b>Costa NE</b>	Curima Caioba	Camorim Dourado Espada Robalo	Guaricema	Caioba
<b>Potiguar</b>	Ubarana		Agulha	



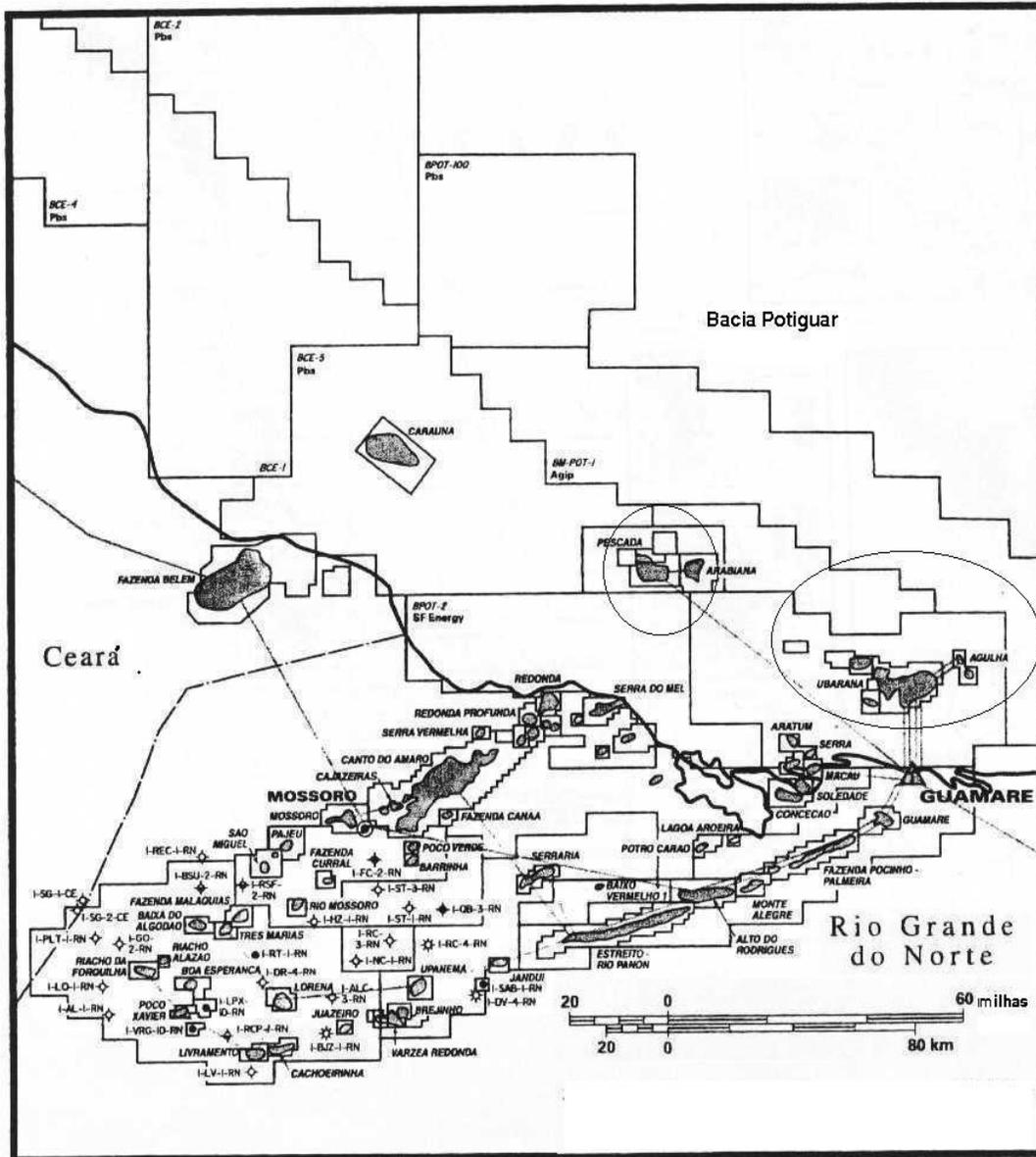
**Mapa 6.1 – Detalhe da Bacia de Campos**

Fonte: Petrobras(2001)



**Mapa 6.2 – Detalhe da Bacia Sergipe-Alagoas**

Fonte: Petrobras(2001)



Mapa 6.3 – Detalhe da Bacia Potiguar

Fonte: Petrobras(2001)

### 6.7 – Comentários Finais:

Ao contrário do que ocorreu em outros países, o Brasil ainda dispõe de algum tempo para tratar com o problema das plataformas. No exterior, a experiência sobre legislação e tecnologia de *abandono* foi adquirida ao longo das diversas tentativas de se tratar o problema e não através de uma sistemática de testes ou mesmo preventiva. A partir da observação da experiência

internacional, pode-se adaptar alguns pormenores das legislações existentes sobre *abandono*, assim como avaliar quais técnicas de desmonte, reciclagem de material ou reuso de plataforma poderiam ser empregadas no Brasil.

Alguns produtores, como a Phillips Petroelum, já não utilizam de plataformas fixas em seus novos projetos, mas sim de plataformas flutuantes capazes de operar na mesma faixa de profundidade das fixas. Como a tendência da exploração brasileira é ir de encontro às águas cada vez mais profundas, espera-se que haja uma atenuação dos processos de *abandono* após o destino final das 61 plataformas apontadas para *remoção total*, as plataformas fixas que restarem poderão sofrer *abandono parcial*. Já as plataformas flutuantes não sofrem *abandono* (segundo a definição empregada neste trabalho), pois podem ser deslocadas segundo a conveniência da produção.

Obviamente, para se tratar do destino final das plataformas é necessário criar uma legislação que verse sobre o *abandono*, a qual pode estar associada ou não a NLP. Aliás, era de se esperar que, devido a sempre ter havido uma lei específica para o petróleo, sendo a 9478 é a atual representante, houvesse também a previsão dos *abandonos* em lei. Contudo, como não há, sugere-se, então, a criação de uma, de modo a que seja criada uma estrutura institucional e legal de promoção do *abandono*. Não se pode esquecer que este mecanismo será inútil se não houver, paralelamente à criação de uma nova lei, a disseminação, entre os produtores, de uma cultura relativa a desativação de plataformas dentro de um contexto de reciclagem e reuso.

Excluindo-se o processo de criação da legislação, a disseminação de uma cultura voltada para solucionar ou amenizar o problema do *abandono* pode se tornar um importante entrave à realização do mesmo, pois havendo a ausência de produção e, conseqüentemente, falta de geração de renda, o produtor, que agora já não mais produz, entenderá que *abandonar* a plataforma representará um custo. Custo este que o produtor não disporá de meios para cobrir, pondo-se, então a protelá-lo indefinidamente. Mas, como disseminar sem protelar no futuro ? Não existe uma única resposta a este problema. Talvez uma alternativa seja a atuação de grupos de pressão junto à Câmara Federal para a criação de leis e de políticas institucionais sobre o tema. ONGs poderiam promover campanhas de conscientização e de denúncia da problemática (ainda por ocorrer), e é claro, proporem soluções. Ou ainda, os próprios produtores induzidos por força de lei, atuariam com medidas remediadoras antes da ocorrência dos *abandonos*. Na realidade, uma questão complexa como esta não pode ser resolvida a partir das sugestões de um único trabalho ou através da aplicação de uma solução generalista. Cabe entender que, antes de mais nada o problema do *abandono* deve ser encarado para que se tome ciência de sua real dimensão, ambiental, política e econômica. Este é o primeiro passo, dentre vários necessários, para que surja uma estrutura de abordagem e avaliação das situações de *abandono* caso a caso. A partir desta concepção, imagina-se, deve haver uma outra etapa, a qual responderá pelo estudo sistemático e em profundidade das diversas facetas relacionadas à desativação de plataformas e seu uso final. Possivelmente, existem outros aspectos inerentes às plataformas que não foram objeto de

discussão neste trabalho, contudo, não é pretensão do mesmo esgotar todos os aspectos relacionados ao tema ao longo de suas páginas, mas sim contribuir para o início da discussão e sugerir um contexto de abordagem do problema.

## **ANEXOS**

**Planilhas:**

**Costa NE 1.xls**

**Potiguar 1.xls**

**Campos 2.xls**

<b>Campo</b>	<b>Plataforma</b>	<b>Tipo</b>	<b>Operação</b>	<b>Pico</b>	<b>Profundidade</b>	<b>Situação</b>	<b>Reservas</b>
Agulha	PAG1	Aço	1979	1000 bopd (1997)	20	Produção	
Agulha	PAG2	Concr (CGB)	1978		25	Produção	
Agulha	PAG3	Aço	1986		14	Produção	
Arabaiana	1	Lift	2000		32	Construção	
Arabaiana	2	Lift	2000		25	Construção	
Arabaiana	3	Lift	2000		27	Construção	
Aratum	PAR 1	Aço	1993		6	Operação	
Pescada	1A/1B	Lift	2000	140 bcf	17	Construção	12 mmbbls ond.NGLs
Pescada	2	Lift	2000		20	Construção	
Pescada	PPE-1	Aço	2000		20	Construção	
Ubarana	PUB1	Aço	1976	7050 bopd (1997)	17	Produção	124 mmbbls
Ubarana	PUB2	Concr (CGB)	1978		13	Produção	
Ubarana	PUB3	Concr (CGB)	1977		25	Produção	
Ubarana	PUB4	Aço	1980		15	Produção	
Ubarana	PUB5	Aço	1981		15	Produção	
Ubarana	PUB6	Aço	1981		15	Produção	
Ubarana	PUB7	Aço	1982		15	Produção	
Ubarana	PUB8	Aço	1982		15	Produção	
Ubarana	PUB9	Aço	1983		16	Produção	
Ubarana	PUB10	Aço	1984		13	Produção	
Ubarana	PUB11	Aço	1985		13	Produção	
Ubarana	PUB12	Aço	1985		13	Produção	
Ubarana	PUB13	Aço	1985		17	Produção	
Ubarana	PUB15	Aço	1991		13	Produção	

<b>Campo</b>	<b>Plataforma</b>	<b>Tipo</b>	<b>Operação</b>	<b>Pico</b>	<b>Profundidade</b>	<b>Situação</b>	<b>Reservas</b>
Atum			1984	5420 bopd (1989)	47	Produção	
Atum	PAT 1	Aço	1984		43	Produção	
Atum	PAT 2	Aço	1984		43	Produção	
Atum	PAT 3	Aço	1988		43	Produção	
BAS-104					32	Possível	75 bcf
Caioba			1972	800 bopd (1997)	26	Produção	
Caioba	PCB 1	Aço	1972		26	Produção	
Caioba	PCB 2	Aço	1975		26	Produção	
Caioba	PCB 3	Aço	1979		26	Produção	
Caioba	PCB 4	Aço	1984		26	Produção	
Camorim			1976	1890 bopd (1997)	23	Produção	
Camorim	PMC 1	Aço	1974		14	Produção	
Camorim	PCM 2	Aço	1974		14	Produção	
Camorim	PCM 3	Aço	1975		14	Produção	
Camorim	PCM 4	Aço	1975		14	Produção	
Camorim	PCM 5	Aço	1978		14	Produção	
Camorim	PCM 6	Aço	1985		14	Produção	
Camorim	PCM 7	Aço	1985		19	Produção	
Camorim	PCM 8	Aço	1986		25	Produção	
Camorim	PCM 9	Aço	1988		23	Produção	
Camorim	PCM 10	Aço	1989		26	Produção	
Camorim	PCM 11	Aço	1989		41	Produção	
Curima				7470 bopd (1985)	45	Produção	
Curima	PCR 1	Aço	1983		45	Produção	
Curima	PCR 2	Aço	1982		45	Produção	
Dourado			1976	1975 bopd (1997)	25	Produção	
Dourado	PDO 1	Aço	1976		25	Produção	
Dourado	PDO 2	Aço	1983		31	Produção	
Espada			1984	1770 bopd (1987)	40	Produção	
Espada	PEP 1	Aço	1984		40	Produção	

Guaricema			1970	2300 bopd (1997)		Produção
Guaricema	PGA 1	Aço	1970		20	Produção
Guaricema	PGA 2	Aço	1972		33	Produção
Guaricema	PGA 3	Aço	1972		33	Produção
Guaricema	PGA 4	Aço	1974		33	Produção
Guaricema	PGA 5	Aço	1974		33	Produção
Guaricema	PGA 6	Aço	1977		33	Produção
Guaricema	PGA 7	Aço	1999		27	Produção
Robalo			1978	25 bopd (1989)	12	Produção
Robalo	PRB 1	Aço	1978		12	Produção
Robalo	PRB 2	Aço	1978		12	Produção
SES-92				3000 bopd (teste)	1124	Possível
Xaréu			1981		30	Produção
Xaréu	PXA 1	Aço	1981		30	Produção
Xaréu	PXA 2	Aço	1984		30	Produção
Xaréu	PXA 3	Aço	1984		30	Produção
BAS-104					32	Possível
Pará Submarino	PA 15	Aço	1983	3300 bopd (1984)	65	Esgotado

<b>Bacia</b>	<b>Campo</b>	<b>Plataforma</b>	<b>Tipo</b>	<b>Operação</b>	<b>Pico</b>	<b>Profundidade</b>	<b>Situação</b>	<b>Reservas</b>	
Campos	Albacora			1987	126000 bopd (1997) 20 mmcf (1997)			568 mmbbls	317 mm cfd
Campos	Albacora	P-24	FPF	1993		260	Produção		
Campos	Albacora	P-25	FPF	1998		575	Produção		
Campos	Albacora Leste			1997	150000 bopd (2002) 90 mmcf (2002)			700 mmbbls	700 bcf
Campos	Anequim	Cherne 1		1984	2600 bopd (1997)		Produção		
Campos	Badejo	?		1981	7750 bopd (1987)	117	Produção		
Campos	Barracuda	P-34	FPSO	1997	5750 bopd (1997)	840	Operação	337 mmbbls	370 bcf
Campos	Barracuda	P-43	FPSO	2001		750	Operação		
Campos	Bicudo			1982	22000 bopd (1982)		Produção	135 mmbbls	77 bcf
Campos	Bicudo	P-7	FPF	1987		209	Produção		
Campos	Bicudo	SBM 1	CALM	1988		114			
Campos	Bijupura/Salema				540000 bopd (2001) 25 mmcf			155 mmbbls	84 bcf
Campos	Bijupura/Salema	P-13	FPF	1993		625	Produção		
Campos	Bijupura/Salema	P-45	FPSO	2001		670	Operação		
Campos	Bonito			1982	165000 bopd (1992)		Produção	108 mmbbls	
Campos	Bonito	Penrod 71	FPF	1982		189	Marlin P -27		
Campos	Bonito	EMH-1	CALM	1989		120	Operação		
Campos	Carapeba			1988	48800 bopd (1996)		Produção	195 mmbbls	
Campos	Carapeba	PCP 1	Launch	1988		86	Produção		
Campos	Carapeba	PCP 2	Launch	1988		90	Produção		
Campos	Carapeba	PCP 3	Launch	1994		86	Produção		
Campos	Caratinga			2002	150000 bopd (2003)	922		114 mmbbls	350 bcf
Campos	Cherne/Bagre			1984	406600 bopd (1991)		Produção	238 mmbbls	
Campos	Cherne/Bagre	PCH 1	Aço	1984		117	Produção		
Campos	Cherne/Bagre	PCH 2	Launch	1984		142	Produção		
Campos	Corvina			1983	1790 bopd (1987)	226	Produção		
Campos	Corvina	P-9	FPF	1983		226	Produção		

Campos	Corvina	SBM	CALM	1982		225	Produção	
Campos	Enchova			1977	35000 bopd (1985)	122	Produção	
Campos	Enchova	PCE 1	Aço	1984		116	Produção	
Campos	Enchova	PPE 1	Launch	1992		115	Produção	
Campos	Enchova	Sedco 135D	FPF	1977		122	Ociosa	
Campos	Enchova	SBM 4	CALM	1978		125	Apoio	
Campos	Enchova Leste	Penrod 71	FPF	1979		80	Produção	
Campos	Enchova Oeste			1992	50000 bopd (1999)	118	Produção	55 mmbbls
Campos	Enchova Oeste			1992	85 mmcf (1999)			
Campos	Enchova Oeste	PEO 1	Launch	1992		120	Produção	
Campos	Espada			1984	1770 bopd (1987)	40	Produção	
Campos	Espada	PEP 1	Aço	1984		40	Produção	
Campos	Espadarte			2000	100000 bopd (2000)	800		250 mmbbls
					88 mmcf (2000)		Produção	
Campos	Espadarte	FPSO	FPSO	2000		800	Produção	
Campos	Frade	FSO ?	FSO ?	2001	125000 (2001)	1250	Construção	
Campos	Garoupa			1979	6500 bopd (1997)	122	Produção	
Campos	Garoupa	PGP 1	Aço	1984		120	Produção	
Campos	Garoupa	SBM 3	CALM	1981		120	Apoio	
Campos	Garoupa	PP Moraes	FSO	1983		120	Operação	
Campos	Garoupinha	Garoupa 1		1980	11000 bopd (1981)	120	Operação	
Campos	Guarajuba			?	30000 bopd	118	Provável	150 mmbbls
Campos	Linguado			1984	38600 bopd (1985)	104	Produção	
Campos	Linguado	P-12	FPF	1984		104	Produção	
Campos	Linguado	Imodco 1	CALM	1983		97	Nd	
Campos	Malhado			1991	7000 bopd (1997)	278	Produção	30 mmbbls
Campos	Marimba	P-8	FPF	1993	?	423	Produção	358 mmbbls
Campos	Marimba Leste			1998	15125 bopd (1999)	700	Produção	
Campos	Marimba Leste	P-21	FPF	1998		700	Produção	
Campos	Marimba Leste	P-21	FSO	1998		550	Produção	
Campos	Marlim			1991	131600 bopd (1997)	1050	Produção	767 mmbbls
Campos	Marlim	P-18	FPF	1994		910	Produção	
Campos	Marlim	P-19	FPF	1997		770	Produção	
Campos	Marlim	P-20	FPF	1992		620	Produção	

Campos	Marlim	P-26	FPF	1998		990	Produção		
Campos	Marlim	P-33	FPSO	1998		780	Produção		
Campos	Marlim	P-35	FPSO	1999		860	Produção		
Campos	Marlim	P-37	FPSO	1999		940	Construção		
Campos	Marlim	1	Monobuoy	1990		400	Produção		
Campos	Marlim	2	Monobuoy	1990		400	Produção		
Campos	Marlim	P-32	FSO	1997		160	Produção		
Campos	Marlim Leste	P-26	FPF	1998		1250	Produção	185 mmbbls	
Campos	Marlim Sul				?	1710	Produção	130 mmbbls	775 bcf
					9200 bopd (1997)				
					90 mmfd (1997)				
Campos	Marlim Sul	P-40	FPF	2000		1080	Produção		
Campos	Marlim Sul	FPSO II	FPSO/SBS	1997		1260	Produção		
Campos	Marlim Sul	P-38	FSO	2000		1020	Produção		
Campos	Merluza			1992	53 mmcf (1993)	130	Produção	11 mmbbls	388 bcf
								cond.NGLs	
Campos	Merluza	Merluza	Aço	1992		130	Produção		
Campos	Moréia			1986	5625 bopd (1996)	112	Produção	26 mmbbls	545 bcf
Campos	Moréia	P-22	FPF	1986		112	Produção		
Campos	Namorado			1983	62500 bopd (1987)	160	Produção	347 mmbbls	
Campos	Namorado	PNA 1	Aço	1983		145	Produção		
Campos	Namorado	PNA 2	Aço	1984		170	Produção		
Campos	Pampo			1980	58500 bopd (1987)	111	Produção	108 mmbbls	
Campos	Pampo	PPM 1	Launch	1983		111	Produção		
Campos	Pampo Sul				220000bopd (1983)	119	Esgotado		
Campos	Parati	Cherne 1	Aço	1982	4900 bopd (1984)	96	Produção		
Campos	Pargo			1988	15100 bopd (1991)	101	Produção	280 mmbbls	42 bcf
Campos	Pargo	PPG 1A	Launch	1988		101	Produção		
Campos	Pargo	PPG 1B	Launch	1988		101	Produção		
Campos	Pirauna			1983	19250 bopd (1985)	243	Produção		
Campos	Pirauna	P-15	FPF	1983		243	Produção		
Campos	Pirauna	SBM 2	CALM	1988		150	Nd		
Campos	RJS-150				950 bopd (1984)	18	Esgotado		
Campos	RJS-194				3145 bopd (1985)	107	Esgotado		
Campos	RJS-381					600	Possível	250 mmbbls	

Campos	RJS-412				700	Possível	100 mmbbls	
Campos	RJS-424				321	Possível	2500 bopd	testada
Campos	RJS-425				900	Possível	100 mmbbls	
Campos	RJS-499				875	Possível	220 mmbbls	
Campos	Roncador			1999	190000 bopd (2001) 170 mmcf (2001)	1850	Produção	1400 mmbbls 865 bcf
Campos	Roncador	P-36	FPF	1999		1360	Afundou	
Campos	Roncador	P-47	FSO	1999		815	Produção	
Campos	Roncador	Seillean	FPSO	1999		1853	Produção	
Campos	Trilha	P-12	FPF	1984	13200 bopd (1985)	105	Produção	
Campos	Vermelho			1988	40000 bopd (1991)	80	Produção	126 mmbbls
Campos	Vermelho	PVM 1	Launch	1988		80	Produção	
Campos	Vermelho	PVM 2	Launch	1988		80	Produção	
Campos	Vermelho	PVM 3	Launch	1988		83	Produção	
Campos	Viola			1985	8700 bopd (1988)	130	Produção	
Campos	Viola	Zephyr 1	FPF	1985		130	Produção	
Campos	Voador			1998	370000 bopd (1998-9) 18 mmcf (1998-9)	533	Produção	38 mmbbls
Campos	Voador	P-27	FPF	1998		533	Produção	
ES	Cacao			1978	12000 bopd (1978)	20	Produção	
ES	Cacao	PCA 1/2	Aço	1978		20	Produção	
ES	Cacao	PCA 3	Aço	1987		20	Produção	

## REFERÊNCIAS

ANP. **Reservas Nacionais de Petróleo e Gás Natural - 2001**. Disponível em: <[http://: www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>. Acesso em: 20 abr. 2002.

ANTILL, N.; ARNOTT, R. **Oil and Gas Equities**. England. Woodhead Publishing Limited. 1994, p. 91-2 e 105-6.

BARBIERI, E. **Estudo do LAS - C12 (Dodecil Benzeno Sulfonato de Sódio) no Metabolismo e Capacidade de Natação da Tainha, *Mugil Planatus* (Günther, 1880) (Perciformes, Mugilidade)**. São Paulo, 2000. 232 p. Tese (Doutorado) - Instituto Oceanográfico, Universidade de São Paulo.

BELOUSOVA, A . P. ; KRAINOV, S.R.; RYZHENKO, B. N. Evolution of Groundwater Chemical Composition under Human Activity in an Oilfield. **Enviromental Geology**. V.38, n.2, p. 34-46, June 1999.

BARUAH, D. ; SARMA. S.K. Impact of Crude Oil Pollution on Species Number and Live Standing Herbaceous Crop Biomass. **The Environmetalist**. n.16, p. 291-95. 1996.

BÉGUERY, M. 1979. **A Exploração dos Oceanos: a economia do futuro**. Rio de Janeiro. DIFEL. 1979. p. 119-26.

BILL NUMBER SB 241. **Decomissioned Oil Platforms and Production Facilities: California Endowment for Marine Protection**. January, 27<sup>th</sup>, 2000. Ammended. 9p.

BROOK, H. R.; KLINGSTEDT, J. P; JONES, D. M. **Petroleum Accountig: principles, procedures & issues**. Texas. Professional Development Institute, 3<sup>rd</sup> edition. 1990, p. 374-77.

CLARKE, R. B. **Marine Pollution**. Oxford. Claredon Press. 1994. 172p.

CONANT, M. A . ; Gold, F. R. 1981. **A Geopolítica Energética**. Rio de Janeiro. Biblioteca do Exército Editora. 1981, p. 175-187.

CONIDES, A .J. ; PARPOURA, A . R. A Study of Oil Pollution Effects on the Ecology of a Coastal Lake Ecosystem. **The Environmentalist**. n.17, 297-306. 1997.

CORMACK , D. **Response to Oil and Chemical Marine Pollution**. England. Applied Science Publishers. 1988. 531p.

DEB, S. C. ; SANTRA, S. C. Bioaccumulation of Metals in Fishes: an *in vivo* experimental study of a sewage fed ecosystem. **The Environmentalist**. n.17, 27-32. 1997.

DOBEREINER, C. ; IGNARRA, S.; MUEHE, D. 1988 . Brazil. In: Walker, H. J. (Ed.). **Artificial Structures and Shorelines**. Kluwer Academic Publishers. 1988. 708 p.

DOE - NABIR. **Bioremediation of Metals and Radionuclides: what is it and how it works**. Department of Energy - Natural and Accelerated Bioremediation Research. USA. 2000. 60p.

EPA. **Bioagents**. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oilspill/bioagentes.htm>>. Acesso em: 16 abr.2002.

EPA. **A Citizen's Guide To Bioremediation**. Environmental Protection Agency. USA. April, 2001. 2p.

ETERNAL REEFS. **Artificial Reefs**. Disponível em: <<http://www.eternalreefs.com>>. Acesso em: 18 marc. 2002.

GALVÊAS, E. **A Crise do Petróleo**. Rio de Janeiro. AEPEC. 1985, pp. 53-107.

GAO, Z. **Current Issues of International Law on Offshore Abandonment**. Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy - CEPMLP. University of Dundee, Scotland, UK. Discussion Paper DP 14. 37p. 1997.

GHARAIBEH, S. H.; ABU-EL-SHA'R, W.Y.; AL-KOFAHI, M.M. Removal of Selected Heavy Metals from Aqueous Solutions Using a Solid By-Product

from the Jordanian Oil Shale Refining. **Environmental Geology**, v.39, n.2, p. 113-16. December 1999.

GEISEL, E. Pronunciamento de 09 de outubro de 1975. In: Kucinski, B. (Org.). **Petróleo: contratos de risco e dependência**. São Paulo. Brasiliense. 1977, p. 203-12.

GERLACH, S. A . **Marine Pollution: diagnosis and therapy**. Berlin. Springer-Verlag. 1981. 220p.

GREENPEACE. **Is the "Silent Partner" Approach to Abandonment the Best Route to Follow ?** UK. Notice Board. 1998. 8p.

HERSHBERGER, V.P. ; HERSHBERGER, M. G. ; HILD. N. R. ; HUMBLE, J. E. Restoration and Protection of Aqueous Environments by Utilizing Aquatic Organisms. **The Environmentalist**. n.15, 83-96. 1995.

JAMAL, A. M. M. ; CRAIN, J. L. The Hotelling Valuation of Natural Resources: some further results. **Resources Policy**. v.23. n.4, pp. 187-90. 1997.

JICKELLS, T. D. ; CARPENTER, R. ; LISS, P. S. Marine Environment. In: Turner II, B. L. ; Clarke, W. C. ; Richards, J. F. ; Mathews, J. T. ; Meyer, W. B. (Orgs). **The Earth as Transformed by Human Action: global and regional changes in the biosphere over the past 300 years**. UK. Cambridge University Press. 1995. Cap.18, p. 312-34.

LINZI, P.; HARLEY. L .; PICKEN, G. Decomissioning the Balmoral Installation (U.K. North Sea). **Journal of Petroleum Technology - JPT**. Society of Petroleum Engineers. September, 2000, p. 99-101.

LUCZYNSKI, E. Um Novo Choque do Petróleo ou Apenas a Restrição da Oferta? **Revista da Escola de Minas de Ouro Preto**. v.53. n.1, pp. 15-20, jan.mar.2000.

MARINHO, JR. I. P. 1989.**Petróleo: política e poder - um novo choque do petróleo?** Rio de Janeiro. José Olympio Editora. 1989. p. 356-412.

MARTIN, J. M. 1992. A Economia Mundial da Energia. São Paulo. Editora UNESP. 1992. 135p.

MMS. 1998. **Minimizing Oil and Gas Structures in the Gulf of Mexico. Notice to Lessees and Operators of Federal Oil and Gas Leases in the Outer Continental Shelf, Gulf of Mexico OCS Region.** NTL No. 98-13. United States Department of the Interior / Mineral Management Service / Gulf of Mexico OCS Region. August, 10, 1998. 3p.

NAITO, K. & MYOOI, H. ; OTTO, J. ; SMITH, D. ; KAMITANI, M. Mineral Projects in Asian Countries: Geology, Regulation, Fiscal Regimes and the Environment. **Resources Policy.** v.24. n.2, p. 87-93. 1998.

OSPAR. **OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations.** Oslo-Paris Commission. Annex 33 (Ref. SB-9.6). 1998. 11p.

OTTO, J. M. Global Changes in Mining Laws, Agreements and Tax Systems. **Resources Policy.** V.24. n.2, p. 79-86. 1998.

PARMENTIER, R. **Consequences of OSPAR Decision 98/3 and The Sintra Statement.** IBC Global Conference on the Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations. 20-1 January 2000, London. 7p.

PETROBRAS. **Brazil Offshore.** 2001. 50p.

PHILIP, G. **Petróleo y Política en América Latina: movimientos nacionalistas y compañías estatales.** México. Fondo de Cultura Económica. 1989. Cap. 28, p. 382-413.

PHILLIPS PETROLEUM. Maurren Refloat Program under Way. **Press Release.** UK. 5<sup>th</sup> august 1999. 2p.

PORUBAN, S. Offshore Facilities Abandonment: decomissioning advances made in Gulf of Mexico waters. **Oil & Gas Journal.** v.99, n.3, p. 58-62. Jan. 15, 2001.

PULSIPHER, A . ; DANIEL IV, W. Onshore-only Plataform Disposition Needs Exceptions. **Oil & Gas Journal**. v.99, n.3, p.64-7. January, 15. 2001.

RIBEIRO, M. R. DE S. **As Joint Ventures na Indústria do Petróleo: temas de direito petrolífero e de direito do comércio internacional**. Rio de Janeiro. Editora Renovar. 1997, p. 149-59.

SANTOPIETRO, G. D. Alternative Methods for Estimating Resource Rent and Depletion Cost: the case of Argentina's YPF. **Resources Policy**. v.24. n.1, pp.39-48. 1998.

SAUL, A . DE C. **Dinâmica da Comunidade de Peixes em Recifes Artificiais nos Entornos do Parque Estadual da Ilha Anchieta, Ubatuba - SP**. São Paulo, 1999. 178p. Tese (Doutorado) - Instituto Oceanográfico. Universidade de São Paulo.

SEAMAN, W. JR.; JENSEN, A . C. **Artificial Reefs Evaluation: with application to natural marine habitats**. Miami. CRC Press LLC. 2000. 246p.

SOUZA, R. G. DE. **Petróleo: histórias de descobertas e o potencial brasileiro**. Rio de Janeiro. Editora Muiraquitã. 1997, p. 203-9 e 218-25.

SAXON, R. Offshore Lease Abandonment and Platform Disposal, A Status Report. **Underwater Magazine**. Houston. Doyle Publishig Company. 5p. 1997.

SCHULZ, H. M.; EMEIS. K. C. Sources and Pathways of Natural and Anthropogenic Hydrocarbons into the Natural Dump Arkona Basin (Southern Baltic Sea). **Environmental Geology**. v.39. n.8. June. 2000, p. 839-48.

SEBA, R. D. **Economics of Worldwide Petroleum Production**. Oklahoma. OGCi Publications. 1998. 567p.

SHAHEEN, E. I. **Technology of Environmental Pollution Control**. USA. John Wyley & Sons, Inc. 1992. Cap 5, p. 279-342.

VEKILOV, E. Previsão de Impactos Múltiplos na Indústria de Petróleo e Gás. In: Müller-Plattenberg, C.; Ab'Saber, A N. (Orgs.) **Previsão de impactos**. São Paulo. EDUSP. 1994, p. 261-97.

VENOSA, A . D. **Nation Response Team: Fact Sheet on Bioremediation Technologies**. USA. Environmental Protection Agency. 2000. 4p.

VINOGRADOV, S.V.; WAGNER, J. P. **Combatting Operational Pollution from Offshore Petroleum Activities: International Legal Regime**. Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy. University of Dundee, Scotland, UK. CP1/97. 75 p. 1997.

WHITNEY, C.H. Toppled Platform In-Place Cretes Reef in U.S. Gulf. **Oil & Gas Journal**. v.98, n.5, p. 53-9. Nov. 6, 2000.

.....