

da tese defendida por Fábio de  
Moraes Ruivo e aprova  
pela comissão julgadora em 21/11/10

Dr. Celso Kazuyuki Morooka  
Orientador

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Descomissionamento**  
**de Sistemas de Produção *Offshore***

Autor : **Fábio de Moraes Ruivo**  
Orientador: **Dr. Celso Kazuyuki Morooka**

08/01

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL  
SECÃO CIRCULANT

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**Descomissionamento  
de Sistemas de Produção *Offshore***

Autor : **Fábio de Moraes Ruivo**

Orientador: **Dr. Celso Kazuyuki Morooka**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Área de concentração: Exploração

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica e do Instituto de Geociências, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2001

S.P. – Brasil

UNICAMP

UNIDADE	BC
Nº CHAMAS	T/UNICAMP R859d
OMBO BC	48662
ROC.	16-837102
C	<input type="checkbox"/>
FEÇO	R\$ 1100
ATA	30/04/02
CPD	

MO0167013-1

IB ID 239013

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

R859d

Ruivo, Fábio de Moraes

Descomissionamento de sistemas de produção  
*offshore* / Fábio de Moraes Ruivo.--Campinas, SP: [s.n.],  
2001.

Orientador: Celso Kazuyuki Morooka.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de  
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e  
Instituto de Geociências.

1. Abandono (Direito marítimo). 2. Estruturas  
marítimas. 3. Engenharia de petróleo. I. Morooka,  
Celso Kazuyuki. II. Universidade Estadual de  
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. II.  
Universidade Estadual de Campinas. Instituto de  
Geociências. IV. Título.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Descomissionamento  
de Sistemas de Produção *Offshore***

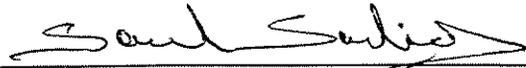
Autor: **Fábio de Moraes Ruivo**

Orientador: **Dr. Celso Kazuyuki Morooka**



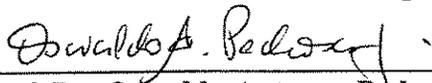
---

**Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente.  
Universidade Estadual de Campinas – FEM/DEP**



---

**Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick  
Universidade Estadual de Campinas – IG**



---

**Prof. Dr. Oswaldo Antunes Pedrosa  
Agência Nacional de Petróleo**

Campinas, 21 de novembro de 2.001.

98647985

*Dedico esta dissertação de mestrado à minha avó Maria Pereira de Lima Moraes.*

*Para sempre Vovó Maria!*

## **Agradecimentos**

À primeira vista, a elaboração de uma dissertação de mestrado parece ser uma tarefa um tanto quanto solitária. Contudo, ela exige invariavelmente a participação de diversas pessoas, extremamente necessárias ao desenvolvimento do trabalho.

Gostaria de dirigir os meus sinceros agradecimentos ao professor Dr. Celso K. Morooka. A supervisão do trabalho com interesse e dedicação, fornecendo importantes conselhos e opiniões quanto ao conteúdo e estruturação foram fundamentais. Agradeço imensamente a flexibilidade proporcionada quanto ao modo de comunicação e de trabalho.

Gostaria de agradecer ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo -ANP e da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, através do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás Natural – PRH-ANP/MME/MCT.

Gostaria de agradecer aos professores Dr. Paulo Ribeiro, Dr. Sérgio N. Bordalo, Dr. Saul B. Suslick e também aos professores do Departamento de Energia Dr. Paulo de Barros e Dr. Sinclair M. Guerra que me auxiliaram direta ou indiretamente no desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço a colaboração dos diversos profissionais com os quais tive a oportunidade de trocar informações: Prof. Dr. Agnaldo Silva Martins – Ecologia e Recursos Naturais – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória ES, Brasil; Oceanógrafo Átila Kaiser Coutinho – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória ES, Brasil; Engenheiro Francisco Dezen e Gerente de *Riser Systems* Gawain Langford – *ABB Offshore Systems Inc.*, Houston, TX, EUA; Mr. Donald Howard, Mr. Paul Martin, Ms. Sharon Buffington, Mr. James Regg, Mr. Charles E Smith, Engenheiro Estrutural em *Field Operations* Arvind Shah e Cientista Ambiental Warren J. Barton – *Minerals Management Service* (MMS), Houston, TX e Nova Orleans, LA, EUA;

Engenheiro Jens-Petter Aabel – *Alliance-technology*, Noruega; Engenheiro John Murray Anderson – *Boreas Consultants Limited*, Aberdeen, Escócia; *Peer Advisor* Joshua Curtis – *Donald Bren School of Environmental Science and Management – University of California*, Santa Bárbara, Califórnia, EUA; Engenheira Kadreya Abou-Sayed – BP Amoco, Houston, TX, EUA; Prof. Dr. Martin Sayer – *Dunstaffnage Marine Laboratory*, Oban Argyll, Reino Unido; Engenheiro aposentado William Griffin – *Phillips Petroleum Company*, Bartlesville, OK, EUA.

Aos funcionários da secretária do Departamento de Engenharia de Petróleo: Fátima e Délcio, além dos funcionários do “suporte” em informática também gostaria de dirigir meus sinceros agradecimentos pelo sempre cordial e atencioso atendimento.

Aos verdadeiros amigos conquistados durante o curso agradeço pela amizade estabelecida e pelas mútuas contribuições realizadas.

Aos meus pais, Valter e Joana d’Arc, pelo apoio concedido em todos os sentidos durante o período de desenvolvimento desta dissertação e por proporcionarem uma formação esmerada, diversificada e sempre enriquecedora.

A minha irmã, Tatiane, por sua contribuição na manutenção do esmero à “Nossa Língua Portuguesa” nesta dissertação.

*At last, but not at least*, gostaria de agradecer a Cátia, a minha Baixinha, pelo apoio incondicional em todos os momentos. Obrigado!

*“What you do in your life, echoes in eternity.”*

*(O que você faz em vida, ecoa na eternidade)*

*Gladiator.*

## Resumo

RUIVO, Fábio de Moraes, Descomissionamento de Sistemas de Produção *Offshore*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2.001, 181p., Dissertação (Mestrado).

Nos últimos anos, o descomissionamento dos sistemas de produção *offshore* vem progressivamente ganhando importância no planejamento industrial e governamental. Embora vários trabalhos publicados avaliem algumas técnicas e os potenciais problemas e riscos relacionados ao final da vida produtiva desses sistemas, as operações de descomissionamento são relativamente inovadoras, principalmente nos campos brasileiros, pois só agora a indústria nacional está começando a lidar com o final da vida produtiva de seus campos de exploração e produção de petróleo e gás.

Primeiramente, esta dissertação compreende uma revisão sobre a experiência internacional sobre o processo de descomissionamento baseada, principalmente, nas regiões do Mar do Norte (Reino Unido e Noruega) e Golfo do México (EUA). Após, apresenta qual seria a metodologia para se obter a 'Melhor Opção Factível para o Descomissionamento'. Na seqüência, são apresentadas as principais etapas do processo de descomissionamento, descrevendo-as. Finalmente, são discutidas algumas inferências sobre aspectos ambientais e econômicos envolvidos no processo de descomissionamento.

Em suma, a principal intenção desta dissertação é motivar um amplo debate das questões tratadas e, também apresentar algumas das novas tendências em relação ao descomissionamento de instalações *offshore*.

## **Abstract**

RUIVO, Fábio de Moraes, Decommissioning Offshore Production Systems, Campinas, Mechanical Engineering Faculty, Petroleum Engineering Department, State University of Campinas, 2.001, 181p., Dissertation (Masters).

Decommissioning offshore installations have been progressively increasing the concern of the industry, government and other stakeholders through the last years. Although several works published address to some techniques and to potential problems and risks related to cessation of the productive life of these systems, its decommissioning operations are in some extent an innovative issue. This is especially true in Brazilian's fields, since national industry is just beginning to deal with the end of productive life of its exploration and production petroleum and gas fields.

Firstly, the present dissertation comprehends a review of decommissioning offshore international experience mainly based on European (UK and Norway) and North American (Gulf of Mexico) scenarios. Then, it presents which may be the methodology to achieve the 'Best Practicable Decommissioning Option'. Following, the paper references to the main stages of decommissioning process, describes them. Finally, it is discussed some inferences about environmental and economics aspects involved in decommissioning process.

To sum up, the main ambition of this dissertation is to stimulate debate about the pertinent issues as well illustrate some of the new trends concerning decommissioning offshore installations.

# Índice

LISTA DE FIGURAS.....	12
LISTA DE TABELAS.....	15
CAPÍTULO 1.....	17
INTRODUÇÃO.....	17
1.1. <i>Atual Interesse pelo Tema</i> .....	20
1.1.1. Amadurecimento dos Campos Produtores.....	20
1.1.2. Importância do Fator Ambiental.....	23
1.1.3. Montante dos Custos Totais.....	24
1.2. <i>Momento de Descomissionar</i> .....	24
1.3. <i>Objetivos</i> .....	27
1.3.1. Desafios Técnicos.....	27
1.3.2. Desafios quanto a Segurança e o Bem-estar dos Trabalhadores.....	27
1.3.3. Desafios Ambientais.....	28
1.3.4. Desafios Econômicos.....	28
1.3.5. Desafios do Processo Decisório.....	28
1.4. <i>Justificativa – Importância do País em relação à Distribuição Geográfica das Grandes Plataformas</i> .....	30
1.5. <i>Metodologia</i> .....	35
CAPÍTULO 2.....	36
PANORAMA INTERNACIONAL.....	36
2.1. <i>Golfo do México</i> .....	36
2.2. <i>Costa Oeste dos EUA – Califórnia</i> .....	38
2.3. <i>Mar do Norte</i> .....	39
2.4. <i>Itália</i> .....	42
2.5. <i>Venezuela</i> .....	42
2.6. <i>Malásia</i> .....	43
2.7. <i>Austrália</i> .....	45

<b>CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>46</b>
<b>PANORAMA NACIONAL.....</b>	<b>46</b>
3.1. <i>Histórico da Exploração e Produção (E&amp;P) de Petróleo.....</i>	<i>47</i>
3.1.1. Primeiro Período (1.858 – 1.938).....	47
3.1.2. Segundo Período (1.938 – 1.953).....	47
3.1.3. Terceiro Período (1.953 – 1.996).....	48
3.1.4. Quarto Período (1.996 – até hoje).....	48
3.2. <i>Histórico da Exploração e Produção (E&amp;P) Offshore .....</i>	<i>49</i>
3.3. <i>Bacia de Campos.....</i>	<i>51</i>
3.3.1. Campo de Garoupa e Marimbá .....	54
3.3.2. Campo de Marlim .....	54
Bloco de Marlim Sul e Leste .....	56
3.3.3. Campos de Barracuda e Caratinga .....	57
3.3.4. Campo de Roncador.....	58
3.3.5. Campos de Albacora e Albacora Leste .....	58
3.3.6. Campos de Pargo, Carapeba e Vermelho .....	59
3.3.7. Campos de Cherne e Frade.....	59
3.3.8. Campo de Espadarte.....	60
3.4. <i>Bacia de Santos.....</i>	<i>61</i>
3.5. <i>Bacias do Rio Grande do Norte e Ceará .....</i>	<i>62</i>
3.6. <i>Bacia Amazônica.....</i>	<i>62</i>
3.7. <i>Bacia do Espírito Santo.....</i>	<i>62</i>
3.8. <i>Exploração e Produção em Números.....</i>	<i>63</i>
3.9. <i>Estaleiros Brasileiros.....</i>	<i>72</i>
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>74</b>
<b>PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO .....</b>	<b>74</b>
4.1. <i>FPSOs e Plataformas Semi-submersíveis .....</i>	<i>75</i>
4.2. <i>Torres Complacentes, Plataformas de Pernas Atirantadas e Spars .....</i>	<i>76</i>
4.3. <i>Plataformas Fixas – Subestruturas de Concreto.....</i>	<i>78</i>
4.4. <i>Plataformas Fixas – Subestruturas de Aço (Jaquetas) .....</i>	<i>81</i>
4.4.1. Remoção Completa.....	82
Selecionando os Pontos de Corte.....	84
Cortando .....	85
Levantando a Jaqueta.....	85
Movendo e Ajustando.....	85
4.4.2. Remoção Parcial .....	85
4.4.3. Tombamento-no-local .....	88
4.4.4. Reutilização.....	89

4.4.5. Deixar-no-local / Utilização Alternativa .....	90
4.5. <i>Topsides</i> .....	92
4.5.1. Operação de Remoção.....	94
Remoção Única.....	94
Remoção por Módulos Combinados.....	95
Remoção Reversa – Módulos Individuais.....	96
Remoção em Pequenos Blocos .....	97
4.5.2. Disposição.....	97
4.6. <i>Oleodutos e Linhas de Fluxo</i> .....	98
4.7. <i>Poços</i> .....	100
4.8. <i>Sistemas Submarinos</i> .....	101
4.9. <i>Cascalhos de Perfuração (Drill Cuttings)</i> .....	102
4.10. <i>Operações/Etapas de um Processo de Descomissionamento</i> .....	103
4.10.1. Planejamento e Gerenciamento do Projeto.....	104
4.10.2. Mobilização de Navios de Elevação Robustos e de Navios Cargueiros .....	105
4.10.3. Tamponamento e Abandono de Poços .....	105
Poço Horizontal .....	106
Poços Verticais .....	106
4.10.4. Preparação da Plataforma para a Remoção .....	108
4.10.5. Oleodutos .....	108
4.10.6. Remoção de Condutores.....	111
4.10.7. Remoção Estrutural.....	112
4.10.8. Descarte de Resíduos .....	112
4.10.9. Limpeza do Local.....	112
4.10.10. Verificação.....	115
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>116</b>
PROCESSO DECISÓRIO .....	116
5.1. <i>BPEO – Best Practicable Environmental Option</i> .....	116
5.2. <i>Críticas à Metodologia BPEO</i> .....	117
5.3. <i>Alternativa à Metodologia BPEO</i> .....	118
<b>CAPÍTULO 6.....</b>	<b>125</b>
ASPECTOS AMBIENTAIS.....	125
6.1. <i>Zonas de Vida Oceânica</i> .....	126
6.2. <i>Impacto Ambiental</i> .....	127
6.2.1. Metodologia para a Avaliação dos Impactos Ambientais.....	128
6.2.2. Opções de Descomissionamento versus Impacto Ambiental .....	130
6.3. <i>Recifes Artificiais</i> .....	132
6.3.1. Programa de Recifes Artificiais Marinhos .....	134

Brasil.....	134
6.3.2. Críticas aos Recifes Artificiais Marinhos.....	136
6.4. <i>Rigs-to-Reefs Program</i> .....	137
6.4.1. Golfo do México.....	138
6.4.2. Mar do Norte.....	140
6.4.3. Brasil.....	140
<b>CAPÍTULO 7.....</b>	<b>141</b>
ASPECTOS ECONÔMICOS.....	141
7.1. <i>Contabilidade Ambiental</i> .....	142
7.2. <i>Alocação de Custos</i> .....	144
7.2.1. Principais Opções de Descomissionamento para Subestrutura versus Custos.....	146
7.3. <i>Estimativa de Custos</i> .....	148
7.3.1. Brasil.....	151
7.3.2. Críticas à Estimativa de Custos.....	152
7.4. <i>Alternativa Econômica: Postergar o Descomissionamento</i> .....	154
7.4.1. Considerações Ambientais.....	158
<b>CAPÍTULO 8.....</b>	<b>159</b>
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	159
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>161</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>170</b>
PANORAMA DA REGULAMENTAÇÃO AMBIENTAL INTERNACIONAL.....	170
8.1. <i>Principais Tratados Internacionais</i> .....	171
1.958 Geneva Conventions.....	171
1.972 London Dumping Convention.....	172
1.973/78 MARPOL.....	173
1.982 Law of the Sea Convention.....	173
8.2. <i>Principais Acordos Regionais</i> .....	174
1.972 Oslo Convention.....	174
The 1.992 OSPAR Convention.....	174
1.994 Energy Charter Treaty (ECT).....	175
The UNEP Regional Seas Programme.....	176
8.3. <i>Principais Princípios</i> .....	177
8.3.1. Declarações Ambientais Internacionais/Planos de Ação.....	177
8.3.2. Diretrizes e Normas de Organizações Internacionais.....	177
Diretrizes UNEP.....	178
Diretrizes da IMO.....	178
Diretrizes da 1.991 OSCOM.....	179

Diretrizes Ambientais das Instituições Financeiras.....	179
Normas Técnicas Internacionais .....	180
Diretrizes Gerais e Específicas da Indústria.....	180

## Lista de Figuras

FIGURA 1.1.: DISTRIBUIÇÃO DE ESTRUTURAS <i>OFFSHORE</i> AO REDOR DO MUNDO (DEMPSEY ET. AL., 2.000), (PETROBRÁS, 2.000).....	19
FIGURA 1.2.: QUANTIDADE DE ESTRUTURAS INSTALADAS E DESCOMISSIONADAS ANUALMENTE NO GOLFO DO MÉXICO – EUA (DADOS: MMS, 2001). LINHA APRESENTA A TENDÊNCIA DO DESCOMISSIONAMENTO. .....	21
FIGURA 1.3.: LÂMINA D’ÁGUA (LDA) EM QUE AS ESTRUTURAS DO GOLFO DO MÉXICO FORAM DESCOMISSIONADAS (DADOS: MMS, 2001).....	22
FIGURA 1.4.: LINHA DE TEMPO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO E GÁS.....	27
FIGURA 1.5.: PARTICIPAÇÃO NA PRODUÇÃO MUNDIAL (1.989-1.999). DADOS ANUÁRIO ESTATÍSTICO ENERGÉTICO DA BP AMOCO, 2.000. ....	31
FIGURA 1.6.: DISTRIBUIÇÃO DAS PLATAFORMAS <i>OFFSHORE</i> NAS MAIORES REGIÕES MUNDIAIS PRODUTORAS DE PETRÓLEO E GÁS (ADAPTADO PULSIPHER & DANIEL IV,1.999). ....	31
FIGURA 1.7.: DISTRIBUIÇÃO DAS GRANDES PLATAFORMAS <i>OFFSHORE</i> NAS MAIORES REGIÕES MUNDIAIS PRODUTORAS DE PETRÓLEO E GÁS (ADAPTADO PULSIPHER & DANIEL IV,1.999).....	32
FIGURA 1.8.: PARTICIPAÇÃO DAS GRANDES PLATAFORMAS <i>OFFSHORE</i> EM RELAÇÃO AO TOTAL DE PLATAFORMAS NAS MAIORES REGIÕES MUNDIAIS PRODUTORAS (ADAPTADO PULSIPHER & DANIEL IV,1.999).....	33
FIGURA 1.9.: MÉDIA DE IDADE DE TODAS AS PLATAFORMAS NAS PRINCIPAIS REGIÕES MUNDIAIS PRODUTORAS DE PETRÓLEO E GÁS (ADAPTADO PULSIPHER & DANIEL IV,1.999). ....	34
FIGURA 1.10.: MÉDIA DE IDADE DAS GRANDES PLATAFORMAS NAS PRINCIPAIS REGIÕES MUNDIAIS PRODUTORAS DE PETRÓLEO E GÁS (ADAPTADO PULSIPHER & DANIEL IV,1.999). ....	34
FIGURA 2.1.: GOLFO DO MÉXICO (ENCARTA, 2.000).....	37
FIGURA 2.2.: REGIÃO DO MAR DO NORTE (ENCARTA, 2.000).....	40
FIGURA 2.3.: LOCALIZAÇÃO DO LAGO DE MARACAIBO – VENEZUELA (ENCARTA, 2.000).....	43
FIGURA 2.4.: MALÁSIA (ENCARTA, 2.000).....	44
FIGURA 3.1.: BACIA DE CAMPOS (PETROBRÁS, 2.000).....	53
FIGURA 3.2.: LÂMINAS D’ÁGUA DOS PRINCIPAIS CAMPOS DA BACIA DE CAMPOS. ....	53
FIGURA 3.3.:ESTÁGIO FINAL DE DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE MARLIM, QUE INCLUIRÁ 7 FPP ( <i>FLOATING PRODUCTION PLATFORMS</i> ) E 1 FSU ( <i>FLOATING STORAGE UNIT</i> ) (PETROBRÁS, 2.000).....	55

FIGURA 3.4.: FASE I DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE MARLIM SUL (PETROBRÁS, 2.000).....	56
FIGURA 3.5.: DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO, LGN, CONDENSADO E GÁS NATURAL SEGUNDO A PROFUNDIDADE DE LÂMINA D'ÁGUA (PETROBRÁS, 2.001).....	64
FIGURA 4.1.: IMAGEM ARTÍSTICA DE UMA FPSO E UMA PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL (MMS, 2.001).....	75
FIGURA 4.2.: IMAGEM ARTÍSTICA DE UMA TORRE COMPLACENTE, UMA TLP, UMA MINI TLP E UMA <i>SPAR BUOY</i> (MMS, 2.001).....	77
FIGURA 4.3.: (A) PLATAFORMA DE PRODUÇÃO DE GÁS TROLL A; (B) PLATAFORMA GULLFAKS C ( <a href="http://www.offshore-technology.com">WWW.OFFSHORE- TECHNOLOGY.COM</a> , 2.000).....	79
FIGURA 4.4.: REFLUTUAÇÃO DA CGS ( <a href="http://www.phillips66.com">WWW.PHILLIPS66.COM</a> , 2.000).....	80
FIGURA 4.5.: IMAGEM ARTÍSTICA DE UMA PLATAFORMA DO TIPO JAQUETA (MMS, 2.001).....	81
FIGURA 4.6.: REMOÇÃO COMPLETA DE UMA JAQUETA (TSB, 2.000).....	83
FIGURA 4.7.: REMOÇÃO PARCIAL (TSB, 2.000).....	86
FIGURA 4.8.: TOMBAMENTO-NO-LOCAL (LES DAUTERIVE, 2.000).....	89
FIGURA 4.9.: FATORES DECISÓRIOS NA AVALIAÇÃO NA REUTILIZAÇÃO (MODIFICADO PPC, 2.000).....	90
FIGURA 4.10.: (A) FONTE DE ENERGIA ALTERNATIVA ( <a href="http://www.esru.strath.ac.uk/projects/eande/98-9/offshore/">WWW.ESRU.STRATH.AC.UK/PROJECTS/EANDE/98- 9/OFFSHORE/</a> ); (B) BASE PARA O LANÇAMENTO DE FOGUETES ( <a href="http://www.sea-launch.com">WWW.SEA-LAUNCH.COM</a> ).....	92
FIGURA 4.11.: (A) <i>TOPSIDES</i> INTEGRADOS AO CONVÊS; (B) <i>TOPSIDES</i> MODULARES; (C) <i>TOPSIDES</i> HÍBRIDOS EM SUBESTRUTURAS DE CONCRETO (MANAGO & WILLIAMSON, 1.997).....	93
FIGURA 4.12.: OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO PARA <i>TOPSIDES</i> (MODIFICADO PRASTHOFER, 1.997).....	94
FIGURA 4.13.: REMOÇÃO ÚNICA (MANAGO & WILLIAMSON, 1.997).....	95
FIGURA 4.14.: INÇAMENTO DE MÓDULOS COMBINADOS (MANAGO & WILLIAMSON, 1.997).....	95
FIGURA 4.15.: INSTALAÇÃO REVERSA (MANAGO & WILLIAMSON, 1.997).....	96
FIGURA 4.16.: REMOÇÃO EM PEQUENOS BLOCOS (MANAGO & WILLIAMSON, 1.997).....	97
FIGURA 4.17.: MANTA DE CONCRETO PARA TRATAMENTO DE EXTREMIDADES DE OLEODUTOS (MANAGO & WILLIAMSON, 1.997).....	110
FIGURA 5.1.: PROCESSO DE EXECUÇÃO DO ESTUDO DE DESCOMISSIONAMENTO A LONGO PRAZO (EDLP). (ADAPTADO DE HUGHES & FISH, 2.000).....	118
FIGURA 5.2.: ENCONTRANDO O EQUILÍBRIO PARA A MELHOR OPÇÃO FACTÍVEL DE ENGENHARIA (BPENGO).....	119
FIGURA 5.3.: PRIMEIRO PASSO NO PROCESSO DE ESCOLHA DA MELHOR OPÇÃO FACTÍVEL DE ENGENHARIA (BPENGO).....	120
FIGURA 6.1.: DISTRIBUIÇÃO DA ENTRADA DE ÓLEO NO AMBIENTE MARINHO. (NERC, 1.996).....	126
FIGURA 6.2.: ZONAS DE VIDA OCEÂNICA E PRINCIPAIS SERES MARINHOS (ENCARTA, 2.000).....	127
FIGURA 6.3.: ESQUEMA DE AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS NO PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO (MODIFICADA UKOOA, 1.995).....	129
FIGURA 6.4.: LOCAIS PROVÁVEIS PARA O PRIMEIRO NAUFRÁGIO CONTROLADO DE UM NAVIO NA COSTA CAPIXABA (COUTINHO, 2.000).....	136

FIGURA 6.5.: MÉTODOS DE TRANSFORMAÇÃO PLATAFORMAS EM RECIFES ARTIFICIAIS: (A) REBOQUE E DISPOSIÇÃO; (B) TOMBAMENTO-NO-LOCAL; (C) REMOÇÃO PARCIAL (LES DAUTERIVE, 2.000).....	139
FIGURA 7.1.: TIPOS DE CUSTOS AMBIENTAIS (EPA, 1.995). ....	143
FIGURA 7.2.: FLUXO DE CAIXA (FC) TÍPICO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO.....	145
FIGURA 7.3.: FATORES DE INFLUÊNCIA SOBRE A VIDA ÚTIL DE UM CAMPO (HALLIBURTON, 1.996).....	145
FIGURA 7.4.: ESTIMATIVA DA PARTICIPAÇÃO DAS ATIVIDADES NAS OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO – PLATAFORMAS FIXAS (MODIFICADO DE PITTARD, 1.997).....	149

## Lista de Tabelas

TABELA 1.1.: ESTIMATIVA DE CUSTOS TOTAIS NO DESCOMISSIONAMENTO (US\$ BILHÕES) – 1.995 (PITTARD, 1.997). .....	24
TABELA 1.2.: LEGISLAÇÃO APLICÁVEL AO DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO <i>OFFSHORE</i> .....	29
TABELA 2.1.: INFRA-ESTRUTURA <i>OFFSHORE</i> NO GOLFO DO MÉXICO (DADOS: MMS, 2.001). ....	38
TABELA 2.2.: INFRA-ESTRUTURA <i>OFFSHORE</i> NO MAR DO NORTE (ANTHONY ET AL., 2.000).....	41
TABELA 2.3.: INFRA-ESTRUTURA <i>OFFSHORE</i> NA AUSTRÁLIA (ANTHONY ET. AL., 2.000). ....	45
TABELA 3.1.: CARACTERÍSTICA DAS FAMÍLIAS DE PLATAFORMAS (PETROBRÁS, 2.000).....	49
TABELA 3.2.: CARACTERÍSTICAS DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA NACIONAL (PETROBRÁS, 2.001).....	65
TABELA 3.3.: CARACTERÍSTICAS DE 29 SISTEMAS DE PRODUÇÃO <i>OFFSHORE</i> BRASILEIROS (WORLD OIL, 1.999).....	66
TABELA 4.1.: OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO: PLATAFORMAS FIXAS DE CONCRETO (UKOOA, 1.995).....	79
TABELA 4.2.: OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO: JAQUETA (MODIFICADO DE UKOOA, 1.995).....	82
TABELA 4.3.: AVALIAÇÃO DA OPÇÃO: REMOÇÃO COMPLETA (MODIFICADO DE PULSIPHER, 1.996).....	84
TABELA 4.4.: AVALIAÇÃO DA OPÇÃO: REMOÇÃO PARCIAL (PULSIPHER, 1.996).....	87
TABELA 4.5.: AVALIAÇÃO DA OPÇÃO: DEIXAR-NO-LOCAL (MODIFICADO DE PULSIPHER, 1.996).....	91
TABELA 4.6.: OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO: TUBULAÇÕES (MODIFICADO DE UKOOA, 1.995).....	99
TABELA 4.7.: OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO PARA INSTALAÇÕES SUBMARINAS (MEENAN, 1.998).....	102
TABELA 4.8.: OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO: CASCALHOS DE PERFURAÇÃO (UKOOA, 1.995).....	103
TABELA 4.9.: CLASSIFICAÇÃO DE RESÍDUOS (UKOOA, 1.995).....	113
TABELA 5.1.: AVALIAÇÃO DOS CRITÉRIOS NA SELEÇÃO DA MELHOR OPÇÃO FACTÍVEL DE ENGENHARIA BPÊNGO (MODIFICADO DE TSB, 2.000).....	121
TABELA 5.2.: AVALIAÇÃO DAS OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO.....	123
TABELA 6.1.: DEFINIÇÃO DO GRAU DE SEVERIDADE (ADAPTADO DE UKOOA, 1.995).....	130
TABELA 6.2.: OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO PARA AS SUBESTRUTURAS COMPARADAS E CLASSIFICADAS SEGUNDO SEUS EFEITOS RELATIVOS NO <i>HABITAT</i> MARINHO E NOS DEMAIS USUÁRIOS DO OCEANO. ....	131
TABELA 6.3.: QUANTIDADE DE ESTRUTURAS E MÉTODOS DE TRANSFORMAÇÃO UTILIZADO POR ESTADO NORTE- AMERICANO EM 1.999 (LES DAUTERIVE, 2.000).....	139
TABELA 7.1.: COMPARAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DOS CUSTOS DIRETOS DAS OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO DE SUBESTRUTURAS. ....	147

TABELA 7.2.: CUSTO DAS PRINCIPAIS ETAPAS DO PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO (MODIFICADO DE TSB, 2.000)*. ....	150
TABELA 7.3.: CENÁRIO E TRIBUTAÇÃO INCIDENTE SOBRE O DESENVOLVIMENTO E EXPLORAÇÃO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO E GÁS <i>OFFSHORE</i> . ....	152
TABELA 7.4.: PERFIL DE PRODUÇÃO E CUSTOS ASSOCIADOS À EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO E GÁS <i>OFFSHORE</i> . ....	153
TABELA 7.5.: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO VPL E TIR EM RELAÇÃO AOS CUSTOS COM O DESCOMISSIONAMENTO DE SUBESTRUTURAS. ....	154
TABELA 7.6.: POSTERGAR O PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO CLASSIFICADO SEGUNDO CONSIDERAÇÕES ECONÔMICAS. ....	155
TABELA 7.7.: POSTERGAR O PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO CLASSIFICADO SEGUNDO SEUS EFEITOS RELATIVOS NO <i>HABITAT</i> MARINHO E NOS DEMAIS USUÁRIOS DO OCEANO. ....	158

# Capítulo 1

## Introdução

Resultado de um longo e engenhoso processo. Forma-se sob a superfície terrestre devido à decomposição de organismos. Os restos dos seres vivos que vivem no mar depositam-se no fundo dos oceanos e à medida que vão se acumulando, outros depósitos, a pressão e a temperatura fazem com que os tecidos dos organismos mortos transformem-se em hidrocarbonetos<sup>1</sup>. Se a temperatura fornecida for elevada, as moléculas do hidrocarboneto tornam-se voláteis, podendo formar gases, tendo o metano (CH<sub>4</sub>) como seu principal constituinte. Após formados, o petróleo e o gás, começam a migrar através dos poros micro ou macroscópicos de sedimentos situados acima, até encontrarem uma camada impermeável ou uma camada rochosa de maior densidade, formando uma jazida.

Já em 3.000 a.C. na Mesopotâmia, o petróleo era extraído do betume<sup>2</sup> ou piche e utilizado na guerra. Todavia, somente em 27 de agosto de 1.859 ocorreu a primeira extração comercial no município de Edwin Drake, perto de Titusville no Estado da Pensilvânia – EUA, a aproximadamente 21 metros abaixo da superfície terrestre.

É de certa forma inevitável que, após explorar o subsolo de áreas *onshore* (em terra), as operadoras procurassem por petróleo em reservatórios localizados abaixo do solo marinho.

---

<sup>1</sup> Todos os tipos de petróleo são compostos de hidrocarbonetos, mas também podem conter alguns traços de enxofre e de oxigênio. Em química orgânica, é a família de compostos orgânicos que contêm carbono e hidrogênio.

<sup>2</sup> Qualquer das diversas misturas naturais de hidrocarbonetos com seus derivados não-metálicos.

As primeiras plataformas *offshore* (no mar) foram instaladas no Golfo do México – EUA há mais de 50 anos, em 1.947. Desde então, a exploração e produção *offshore* vem crescendo constantemente. No final dos anos 60 e início dos 70, após as crises de petróleo que se seguiram aos conflitos no Oriente Médio, algo extraordinário e inesperado aconteceu: um salto quantitativo e qualitativo nas técnicas e recursos utilizados na prospecção, perfuração, produção e transporte *offshore*. As estruturas *offshore* evoluíram de simples torres de perfuração de madeira próximas à costa, para robustas instalações pesando milhares de toneladas a vários quilômetros (km) dentro do oceano. Esta infra-estrutura é composta de milhares de quilômetros de oleodutos, que através de uma complexa rede de transmissão, transfere óleo e gás entre os sistemas de produção *offshore* e os pontos de recepção em terra.

Atualmente, vários tipos de plataformas são empregados. As mais comuns são as plataformas fixas compostas de uma subestrutura constituída de aço ou concreto e uma superestrutura chamada *topsides*, *topside facilities*, ou *deck*<sup>3</sup>.

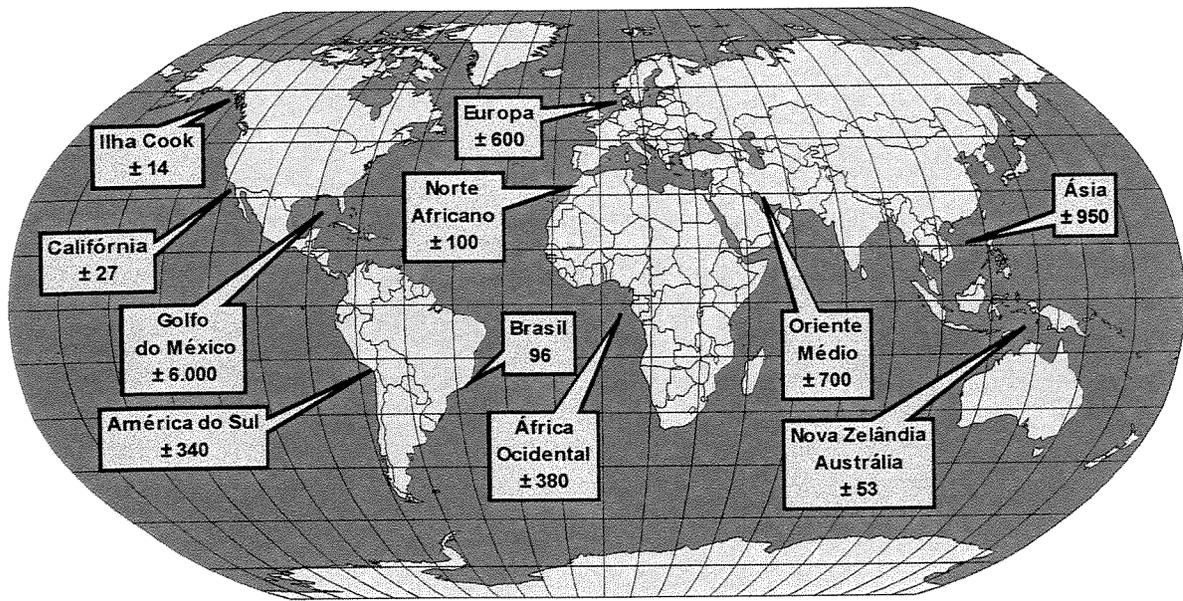
Nos últimos anos, a utilização de plataformas flutuantes tornou-se usual em lâminas d'água superiores a 800 metros. São compostas de aço ou concreto e ancoradas no fundo do oceano por um sistema de cabos e/ou correntes.

Mais de 9.200 plataformas de produção de petróleo e gás estão pontuando os mares em várias partes do mundo, como pequenas “ilhas de aço”. Localizadas sozinhas ou agrupadas em “arquipélagos”, pequenas ou enormes (algumas pesam mais de 70.000 toneladas), localizadas em poucos ou centenas de metros de lâmina d'água (LDA), são parte integrante do panorama marítimo de muitas regiões: do Golfo do México ao Caribe, Mar Negro, Mar da China, Mar do Norte e Mediterrâneo (**Figura 1.1**).

Atualmente, suprem mais de 60% das necessidades mundiais de energia (World Bank, 2.000), produzindo aproximadamente 2,5 milhões de toneladas de petróleo e 1,7 bilhões de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) de gás ao dia (BPAMOCO, 2.000), que são utilizados no transporte, aquecimento de casas, escolas e hospitais, fornecimento de energia para fazendas, fábricas e demais atividades.

---

<sup>3</sup> Terminologia utilizada, muitas vezes de forma intercambiável, que correspondem a equipamentos de perfuração, produção, processamento, utilização, acomodação e sustentação da subestrutura. Correspondem a todos os equipamentos localizados acima da linha d'água.



**Figura 1.1.: Distribuição de estruturas offshore ao redor do mundo (Dempsey et. al., 2.000), (Petrobrás, 2.000).**

Todas essas estruturas foram projetadas e construídas para se encaixarem perfeitamente em um campo designado para a produção de petróleo ou gás por pelo menos 20-25 anos. Durante esse período, suas ramificações artificiais (a base da plataforma que repousa no fundo do oceano) rapidamente tornam-se parte do ecossistema submarino. A estrutura de aço torna-se ponto de atração e proteção para as mais diversas espécies de peixes. Em simbiose com algas, corais e moluscos suas barras de aço verticais, horizontais e oblíquas rapidamente estarão com uma vida marinha; graças não só a natureza, mas também a legislações ambientais cada vez mais severas, que impõem às companhias operadoras a adoção de medidas e tecnologias que reduzissem os eventuais impactos ambientais. Na pesquisa geofísica, por exemplo, a utilização de explosivos foi abandonada há muito anos, em benefício das pistolas de ar (*airguns*). A emulsão viscosa e pesada contendo água, carbono, brita e óleo oxidado resultante da perfuração é atualmente trazido a terra e tratado; tubulações submarinas são enterradas no momento de sua instalação a fim de evitar interferência com a vida marinha e com a atividade pesqueira. No geral, todas as plataformas são equipadas com sistemas de segurança e proteção ambiental contra quaisquer eventualidades.

Muitas das plataformas que hoje operam, estão próximas do final de suas vidas produtivas. Estima-se que existam mais de 1.500 instalações ao redor do mundo com idade superior a 25 anos (Manago & Williamson, 1.997), o que indica intensa atividade de descomissionamento nos próximos anos.

Descomissionamento é o processo que ocorre no final da vida útil das instalações de exploração e produção de petróleo e gás. Refere-se ao desmantelamento e, na maioria dos casos, na remoção dos equipamentos. Pode ser descrito como a melhor maneira de encerrar a operação de produção no final da vida produtiva do campo. É essencialmente multidisciplinar, pois requer um método detalhado e ponderado com diversas áreas que a engenharia: ambiental, financeira, política e de bem-estar e segurança. Antigamente, o termo “abandono” era utilizado para denominar esse procedimento. Contudo, após vários congressos e debates internacionais sobre o tema concluiu-se que seria melhor a atualização do termo, uma vez que para alguns o termo “abandono” sugere o descarte irresponsável de materiais.

## **1.1. Atual Interesse pelo Tema**

Ao longo de toda a história da indústria petrolífera, os campos e/ou instalações de petróleo vêm atingindo o final de suas vidas produtivas. Então, vale a pena se perguntar: por que advogados, economistas e engenheiros estão dedicando tanta atenção à questão do descomissionamento? Por que governos e companhias operadoras acreditam ser necessário desenvolver metodologias, legislações e/ou meios contratuais para lidarem especificamente com essa situação?

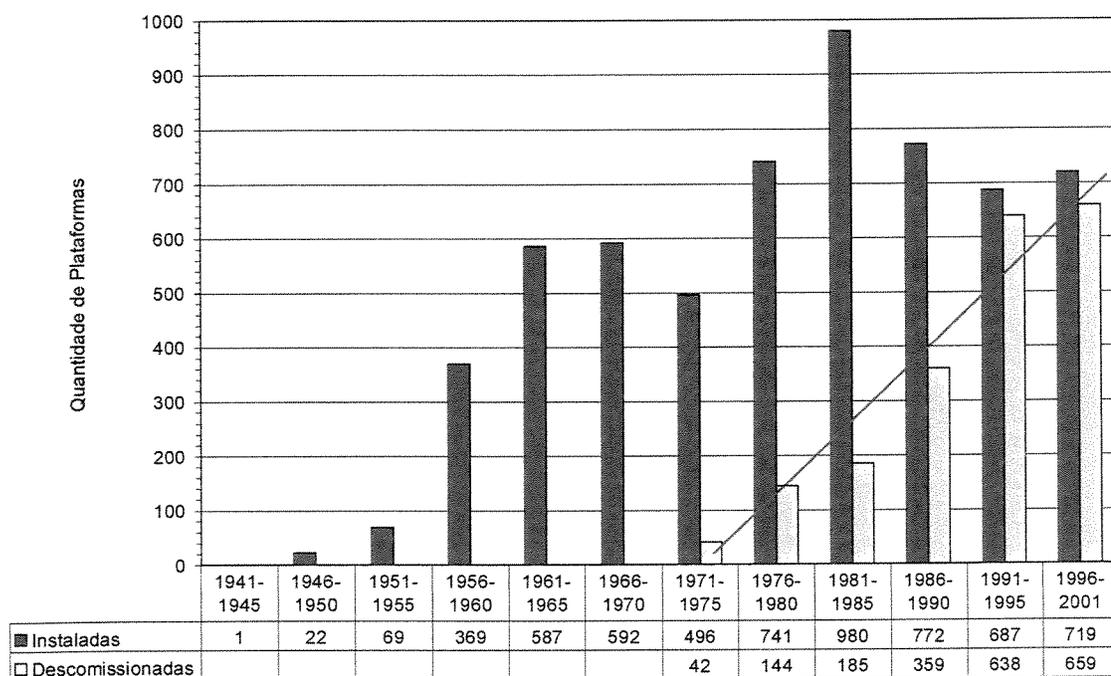
O atual interesse na operação de descomissionamento decorre de, pelo menos, três razões.

### **1.1.1. Amadurecimento dos Campos Produtores**

A primeira razão seria decorrente do amadurecimento, nos anos recentes, de um grande número de campos produtores de petróleo ao redor do mundo. Isto trouxe a tona os custos de remoção e disposição (isto é, o que fazer com as instalações após terem sido removidas) das várias estruturas necessárias ao desenvolvimento comercial de um campo. Ainda que freqüentemente situadas distantes de localidades povoadas, muitas destas instalações estão próximas ou em águas utilizadas para a navegação ou para outros fins por uma vasta gama de

usuários. Isto tem assegurado elevada participação das partes não diretamente envolvidas no desenvolvimento e produção de campos de petróleo e gás.

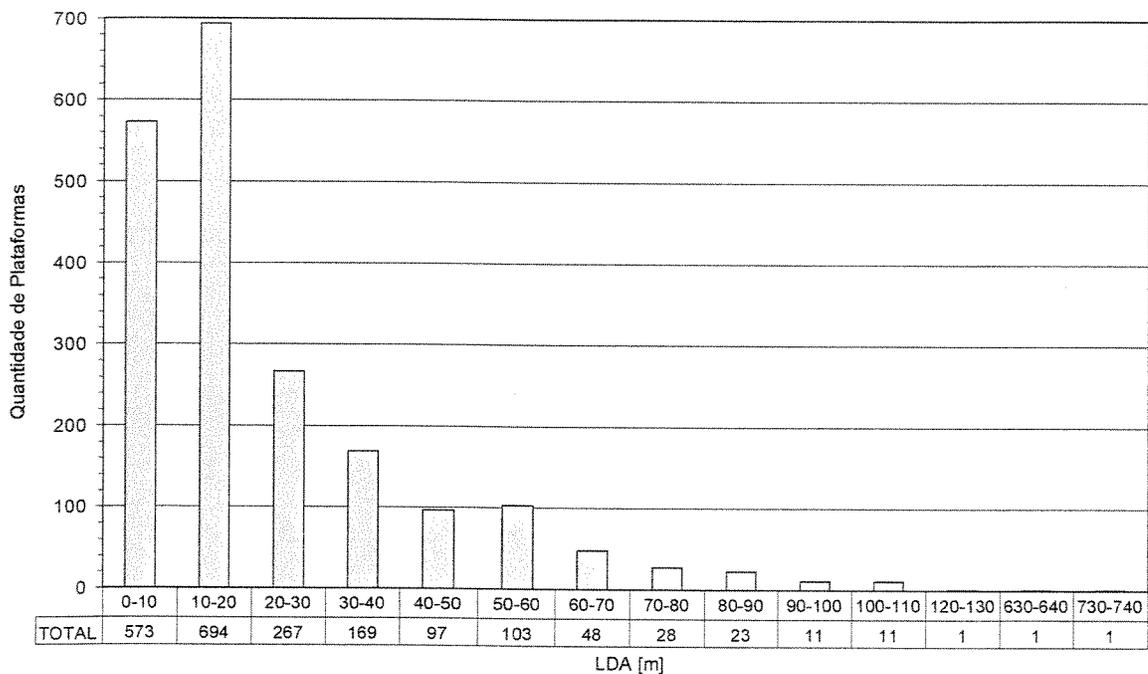
Um exemplo deste amadurecimento pode ser observado no Golfo do México, onde a partir dos anos 70, o processo de descomissionamento iniciou-se e, desde então, cresce fortemente com o passar dos anos. Até o final de 2.000, mais de duas mil instalações já haviam sido descomissionadas (**Figura 1.2**).



**Figura 1.2.: Quantidade de estruturas instaladas e descomissionadas anualmente no Golfo do México – EUA (dados: MMS, 2001). Linha apresenta a tendência do descomissionamento.**

Na maioria dos casos, os *topsides* geralmente foram desmontados e transportados a terra, onde até 80% do material pode ser reciclado. No caso das subestruturas, a solução mais comum foi removê-las completamente, desmontando-as e as transportando até a terra.

Apesar da grande quantidade de plataformas descomissionadas no Golfo do México, aproximadamente 97% dessas estão localizadas em LDA inferiores a 75 metros (**Figura 1.3**), o que segundo a Organização Marítima Internacional (IMO – *International Maritime Organization*), são consideradas estruturas de pequeno porte.



**Figura 1.3.: Lâmina d'água (LDA) em que as estruturas do Golfo do México foram descomissionadas (dados: MMS, 2001).**

Desta maneira, as principais indagações acerca do descomissionamento referem-se principalmente sobre o que fazer com a subestrutura e as fundações de grandes plataformas.

Atualmente, o desenvolvimento de tecnologias e recursos tornam possível a execução de algumas das operações da opção de descomissionamento: remoção completa para grandes plataformas. Por exemplo, os atuais navios guindaste já são capazes de levantar porções da subestrutura de até 14.000 toneladas (Meenan, 1.998). Contudo, o corte de tais estruturas ainda é uma operação complicada. A maioria das operações de corte até então utilizadas são realizadas por mergulhadores, empregando diferentes técnicas, da utilização de cabos recobertos com diamantes, a jatos abrasivos de alta pressão. Em alguns casos, especialmente no Golfo do México, o corte significa a utilização de explosivos, apesar da tendência cada vez maior em se limitar à utilização desta técnica em função dos efeitos danosos causados à flora e à fauna marinha.

Uma alternativa para a subestrutura de grande porte seria tombá-la no local e deixá-la no fundo do oceano, onde manteria a sua função como um substrato artificial integrado com o meio ambiente ao seu redor. As estruturas tornar-se-iam recifes artificiais criando *habitat* para a flora

e a fauna marinha. Embora esta opção seja muito comum no Golfo do México, existe por parte principalmente dos europeus uma certa resistência sobre a validade ecológica desta opção de descomissionamento.

Uma outra solução seria remover a subestrutura e afundá-la em águas profundas. Entretanto, após a forte oposição do grupo ambientalista Greenpeace, em 1.995, contra o projeto de descomissionamento de afundar uma grande plataforma (*Spar Buoy*) do Mar do Norte em um abissal marinho.

Já no que concerne às plataformas de concreto, descomissioná-las são um caso a parte. Removê-las é uma atividade complicada em virtude de suas características: tamanho e peso, além do fato do material ter baixa possibilidade de reciclagem. No momento, alguns analistas acreditam que a opção mais viável seja deixá-las no local onde se encontram associando-as com algum tipo de utilização alternativa, como por exemplo, transformá-las em centro de pesquisas marinhas (Offshore Magazine, 1.999).

### **1.1.2. Importância do Fator Ambiental**

A segunda razão reside no fato do descomissionamento desses campos *offshore* coincidir com a crescente importância que o Fator Ambiental, isto é, a preocupação com os impactos ambientais vem tendo sobre as transações comerciais internacionais. Uma observação importante neste sentido é a presença cada vez maior da questão ambiental no primeiro elo da cadeia produtiva: o financiador dos projetos e empreendimentos.

Parece que a motivação para esse tipo de abordagem advém do questionamento realizado pelos consumidores ou organizações sob o agente financiador, seja o Banco Mundial ou bancos multi-laterais de desenvolvimento ou instituições ao redor do mundo, sobre os eventuais problemas ambientais de um empreendimento.

Os requisitos ambientais e as diretrizes operacionais cobrem, então, uma ampla variedade de projetos e setores, estabelecendo requisitos e procedimentos específicos para cada atividade industrial. No setor de petrolífero, introduziram-se práticas ambientais específicas para os projetos de exploração e exploração em atividades *offshore* de petróleo e gás. Geralmente, são avaliados requisitos baseados: no contexto do projeto; nos dados ambientais referentes à área do projeto; aos possíveis impactos ambientais; às possíveis medidas de prevenção, a redução de

danos ambientais etc. Garantindo que os projetos financiados pelas instituições minimizem ou até mesmo eliminem os impactos ambientais adversos sobre os recursos naturais, incorporando as comunidades locais em seus projetos e estimulando o desenvolvimento sustentável.

### 1.1.3. Montante dos Custos Totais

A terceira razão para o atual interesse pelo tema é o montante dos custos totais envolvidos no processo de descomissionamento. Em 1.995, o custo total do descomissionamento de 6.500 instalações seria de aproximadamente US\$ 30 bilhões (**Tabela 1.1**) (Pittard, 1.997).

**Tabela 1.1.: Estimativa de custos totais no descomissionamento (US\$ bilhões) – 1.995 (Pittard, 1.997).**

PAÍS	ESTIMATIVA DE CUSTOS TOTAIS NO DESCOMISSIONAMENTO (US\$ BILHÕES) – 1.995
Reino Unido	11,10
Noruega	7,70
Estados Unidos	4,50
Indonésia / Malásia	4,40
Austrália	1,00
Holanda / Dinamarca	1,00
Itália	0,57
Brunei	0,28
Alemanha	0,10
Japão	0,09
TOTAL	30,17

Desses, cerca de 60% serão oriundos da região do Mar do Norte (Reino Unido e Noruega), apesar desta ser responsável por apenas 6,5% do número total de instalações. Isso, devido ao tamanho e a complexidade de suas estruturas, bem como a severidade de suas condições climáticas, o que aumentam em muito o tempo da operação de descomissionamento.

## 1.2. Momento de Descomissionar

Graças ao desenvolvimento de modernos métodos de diagnósticos estruturais, tornando possível a verificação e previsão do estado da plataforma de maneira mais acurada, é possível

utilizá-la por um período superior a 25 anos, tanto na atividade de produção se o campo ainda não houver sido completamente exaurido, bem como para atividades em outros locais. Neste sentido, uma solução interessante, embora limitada a alguns casos em virtude dos custos elevados, seria a utilização da estrutura para propósitos científicos, transformando-a em um laboratório ou observatório marinho.

Assim, o momento de descomissionar surge primordialmente a partir da exaustão física ou econômica do campo exploratório analisado (Bohi & Toman, 1.984):

- Exaustão Física Completa (Exaustão Física): é a exaustão completa de uma fonte produtora de um determinado recurso mineral. Poucos recursos podem atingir a exaustão total, exceção mais comum, o gás natural;
- Exaustão Física Incompleta (Exaustão Econômica): é aquela que ocorre quando os recursos não são completamente exauridos, pois a produção é interrompida em virtude de razões econômicas. Com isso, alguns dos recursos, em função dos elevados custos de extração, nem são extraídos ou até mesmo descobertos.

Duas condições são necessárias para que ocorra a exaustão econômica:

1ª Condição: Existe um preço  $0 < p_t \leq \bar{p}$ , onde  $\bar{p}$  é o máximo preço possível, de maneira que a curva dos preços possua condições de contorno. A exaustão econômica ocorrerá se existir um preço finito em que a demanda tenda a zero.

2ª Condição: Existe um estoque anterior à exaustão física, cujo custo de extração marginal excede o preço  $\bar{p}$ . Nesta situação, conforme o estoque reduzir-se, cada incremento na extração eleva mais os custos que os rendimentos, pois o estoque declina ao nível crítico, eliminando os incentivos para a continuidade do processo produtivo.

Durante a atividade de produção, a todo o momento, a companhia operadora de petróleo determina qual a taxa de extração ótima. Esta dependerá do equilíbrio entre o lucro marginal, preço ( $p_t$ ) e o custo marginal para a extração.

No caso de exaustão econômica, o custo marginal para a extração tem duas componentes (Bohi & Toman, 1.984):

- Aumento nos custos de operação em função do aumento da extração e o aumento dos custos futuros em função da redução das reservas;
- Efeito da exaustão na redução das reservas, o que acarreta a redução do valor presente líquido sobre os ganhos futuros.

Na prática, a operadora determinará o momento das operações de descomissionamento considerando fatores financeiros e estratégicos feitos para cada instalação específica. Estes fatores incluirão natureza da geologia do campo; tempo de vida restante do reservatório; a estratégia desenvolvida para a produção do campo; se as plataformas desempenham outras funções tais como bombeamento de fluídos para tubulações, atividades de processamento; a possibilidade de estender a vida útil dos equipamentos, utilizando-os em campos marginais e/ou poços satélites; o preço do óleo, custos de operação e manutenção; exigências das legislações e assim por diante.

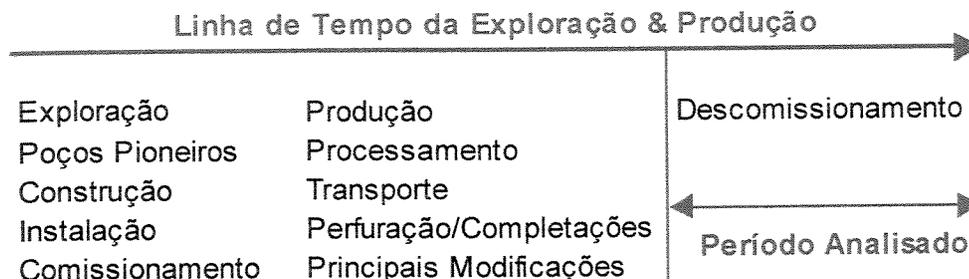
Diversos estudos tentaram realizar uma previsão sobre o momento provável do descomissionamento sob diferentes cenários de produção, preço e impostos. Contudo, a real data da desativação de estruturas individuais não pode ser antevista com exata precisão (Kemp & Stephen, 1.998).

Uma das metodologias mais utilizadas na determinação do momento de descomissionar é a análise da curva de produção versus a estimativa do fluxo de caixa futuro. A determinação do cenário para a análise das curvas de produção depende de vários componentes imponderáveis, tais como: o preço futuro do barril de petróleo e as taxas de retorno da venda com o petróleo (Hughes & Fish, 2.000).

Esta metodologia exige da operadora um modelo de simulação de reservatórios para que seja possível a previsão da capacidade dos poços de produção. Posteriormente, com estes dados, determinam-se as taxas de produção e conseqüentemente o rendimento financeiro a ser obtido com a venda do petróleo. Finalmente, podem-se produzir gráficos apresentando o período de operação não-econômico de produção em um determinado campo, ou seja, aquele período onde os custos de operação excedem o rendimento, caracterizando o ‘momento de descomissionar’.

### 1.3. Objetivos

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo apresentar uma visão geral do processo de descomissionamento em sistemas de produção *offshore* (Figura 1.4).



**Figura 1.4.: Linha de tempo da exploração e produção de um campo de petróleo e gás.**

Para tal, a dissertação foi estruturada de maneira a focar os principais desafios técnicos, ambientais, econômicos e referentes à segurança e o bem-estar dos trabalhadores para, finalmente, debater a escolha da melhor opção de descomissionamento a um dado sistema de produção *offshore*.

#### 1.3.1. Desafios Técnicos

Os desafios técnicos apresentados no descomissionamento das instalações *offshore* de produção de petróleo e gás são iguais, e em alguns aspectos até mais complexos que aqueles existentes nas fases iniciais de construção. Apesar de já existir um considerável arcabouço no descomissionamento de pequenas estruturas de aço, os principais desafios se apresentam nas grandes instalações de produção presentes em maiores LDA.

#### 1.3.2. Desafios quanto a Segurança e o Bem-estar dos Trabalhadores

O processo de descomissionamento envolve operações complexas e potencialmente arriscadas. Quaisquer das opções de descomissionamento propostas e suas respectivas operações de execução devem ser submetidas a análises detalhadas no concernente à segurança e o bem-estar dos trabalhadores, a fim de minimizar os principais danos e riscos associados, até um nível aceitável.

### **1.3.3. Desafios Ambientais**

Durante o desenvolvimento do planejamento do descomissionamento, deve-se considerar os impactos ambientais de cada operação do processo. A análise dos resultados de diversas opções de descomissionamento devem ser realizada com o intuito de comparar e identificar qual apresenta o menor prejuízo ao meio ambiente.

### **1.3.4. Desafios Econômicos**

Existem várias decisões econômicas envolvendo o planejamento dos processos de descomissionamento. Desde a determinação do momento de descomissionar de uma dada instalação, até a seleção de uma opção de descomissionamento mais econômica que seja tecnicamente factível, segura para os trabalhadores envolvidos na operação e pouco nociva ao meio ambiente.

### **1.3.5. Desafios do Processo Decisório**

Em virtude das complexidades e das inter-relações durante o processo de descomissionamento, é essencial que exista transparência total, capaz de proporcionar um debate entre as operadoras, o governo e todas as demais partes interessadas da sociedade a fim de definir soluções de consenso.

A recente experiência da operadora do Reino Unido com o processo de encerramento das atividades produtivas de sua *Spar Buoy* em Brent, setor do Reino Unido no Mar do Norte, tornou-se claramente em um divisor de águas no planejamento de processos de descomissionamento (Rice, 1.996). Os impactos na opinião pública européia e as reduções nos lucros sofridos pela operadora, principalmente na Alemanha, durante o início do processo de descomissionamento da 'Brent Spar' ensinaram uma importante lição às companhias operadoras.

Embora tanto o departamento de energia britânico, como o próprio governo britânico estivessem de acordo com a opção de descomissionamento proposta pela companhia em conjunto com um centro de estudo universitário, tal seja, a disposição de toda a estrutura em um abissal; o poder da opinião pública européia forçou a operadora a buscar uma nova solução.

Após anos de pesquisas, debates e despesas, a operadora finalmente a encontrou: seccionar a ‘Brent Spar’ e utilizá-la na extensão de um cais na costa norueguesa.

Apesar desta opção ter sido mais dispendiosa, com um menor grau de segurança à força de trabalho envolvida, consumindo maior quantidade de energia e, apresentado maiores riscos às rotas de navegação costeira e ao meio ambiente; obteve a concordância da opinião pública europeia. Desde então, a execução de cada uma das etapas de um processo de descomissionamento na Europa, e conseqüentemente em todo o mundo, passou a considerar o estabelecimento de canais de comunicação com a opinião pública. Ainda que a sua aprovação nunca seja completamente avaliada, a sua desaprovação pode ser facilmente observada através das fortes conseqüências econômicas, tais como queda de *market share* e prejuízos na imagem pública da companhia (Meenan, 1.998).

Como observado, a escolha da melhor opção para o descomissionamento de uma dada instalação não é simples, pois para cada caso, considerações sociais e ambientais, bem como fatores técnicos e econômicos estão em jogo. As estratégias para o descomissionamento não podem ser definidas de maneira direta.

**Tabela 1.2.: Legislação aplicável ao descomissionamento de sistemas de produção *offshore*.**

		ANO	SANCIONADO
INTERNACIONAIS			
1.958 <i>Geneva Convention on the Continental Shelf</i>		1.964	54 países
1.982 <i>UN Convention on the Law of the Sea</i>		1.994	60 países
IMO <i>Guidelines for Removal of Offshore Installation</i> Modificado em 1.999		1.989	Não ratificado
1.972 <i>London Dumping Convention</i> Modificado em '95, '96, '97			Não ratificado
1.991 <i>OSCOM Guidelines</i>		1.991	Não ratificado
REGIONAIS			
<i>Barcelona Convention</i>	Mediterrâneo	1.976	Maioria dos países mediterrâneos
<i>Kuwait Convention</i>	Golfo Pérsico	1.989	Maioria dos países do Golfo
1.972 <i>Oslo Convention</i>	NE Atlântico	1.976	14 países
1.992 <i>OSPAR Convention</i>	Águas Europeias	1.998	Europa
OSPAR, <i>Sintra Statement</i>	Águas Europeias		Europa

\*Excetua-se as legislações aplicáveis ao descarte de resíduos em terra.

Esta é uma das razões pelas quais o processo de descomissionamento é freqüentemente regulamentado por protocolos e convenções internacionais e regionais (**Tabela 1.2**). Em vários fóruns, congressos e em diversas ocasiões, diretrizes têm sido propostas, considerando preocupações com a questão ambiental e os procedimentos adequados para todas as atividades *offshore*: navegação pesca, exploração e produção de petróleo e gás (ver **Anexo I**).

Com o intuito de minimizar este tipo de situação que será observada em breve no Brasil, a presente dissertação tem como proposta fomentar o debate sobre o descomissionamento, mais do que propor um conjunto de soluções específicas. Realizando desta maneira, uma revisão concisa sobre as principais etapas e custos envolvidos no processo de descomissionamento de sistemas de produção *offshore* de petróleo. A dissertação também ilustra uma das metodologias mais adequada para se encontrar a melhor opção de descomissionamento.

Finalmente, serão apresentadas observações e conclusões relacionadas ao tema.

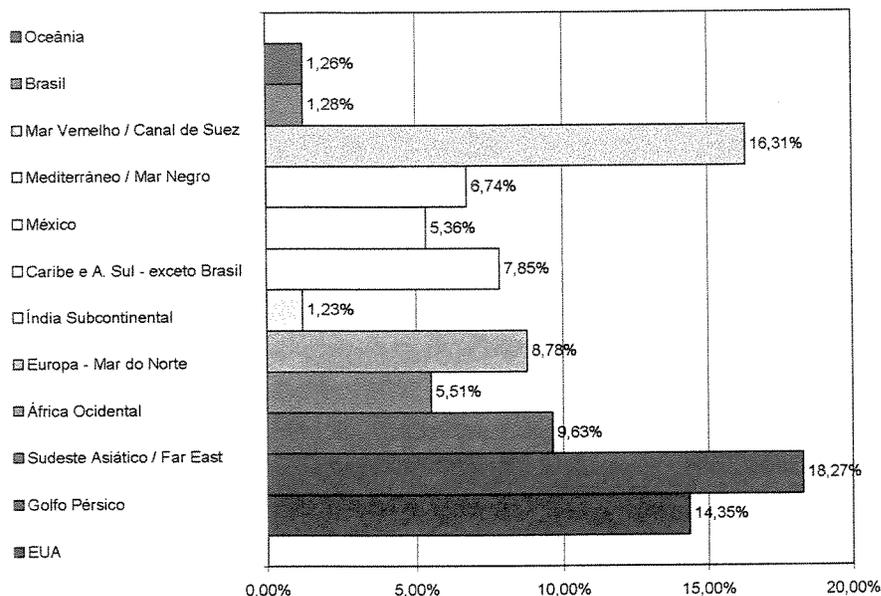
#### **1.4. Justificativa – Importância do País em relação à Distribuição Geográfica das Grandes Plataformas**

A literatura internacional contempla apenas as regiões do Golfo do México e do Mar do Norte como as principais áreas onde o descomissionamento enfrentará os maiores desafios. Isto é verdade, porém apenas em termos absolutos. Quando observados proporcionalmente percebe-se o equívoco desta afirmação.

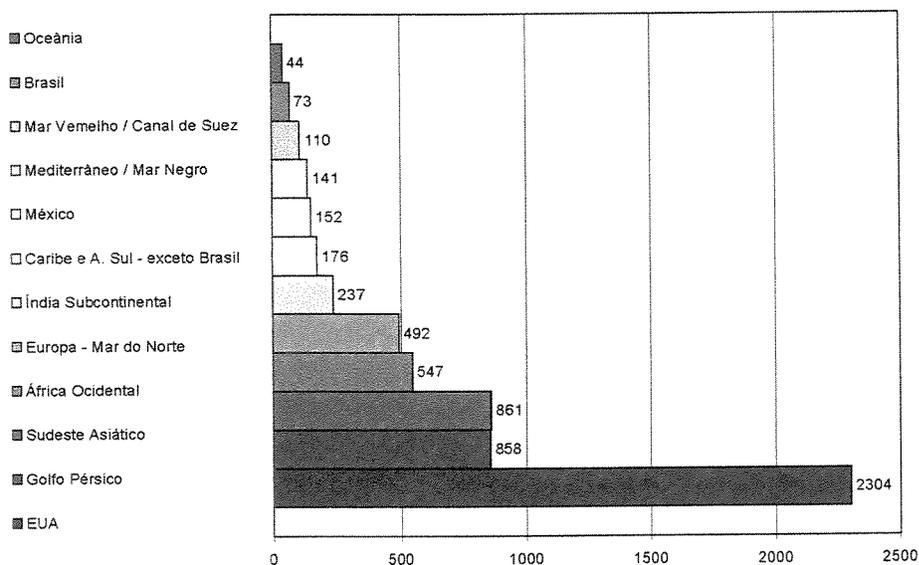
Para que se pudesse analisar a distribuição geográfica das grandes plataformas, primeiramente, determinaram-se as doze principais regiões mundiais de produção de petróleo e gás. Observando-se os dados, ao invés de classificá-las por países, escolheu-se a ordenação por áreas ou regiões representativas como pode ser examinado na **Figura 1.5**.

Na **Figura 1.6** é apresentada a distribuição de plataformas nas doze principais regiões de produção de petróleo e gás ao redor do mundo. Note que apenas as estruturas principais foram incluídas. ‘Estruturas principais’ são aquelas que possuem, pelo menos, 6 poços e 2 módulos de equipamentos produtivos. Excluem-se, desta forma, as instalações as Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de petróleo, construída a partir de um navio (FPSO – *Floating Production Storage & Offloading*), plataformas satélites bem como pequenas plataformas (Pulsipher & Daniel IV, 1.999).

É esta exclusão que explica a diferença entre os números mostrados a seguir (**Figura 1.6**) e os números anteriormente apresentados na **Figura 1.1**.



**Figura 1.5.: Participação na produção mundial (1.989-1.999). Dados Anuário Estatístico Energético da BP AMOCO, 2.000.**

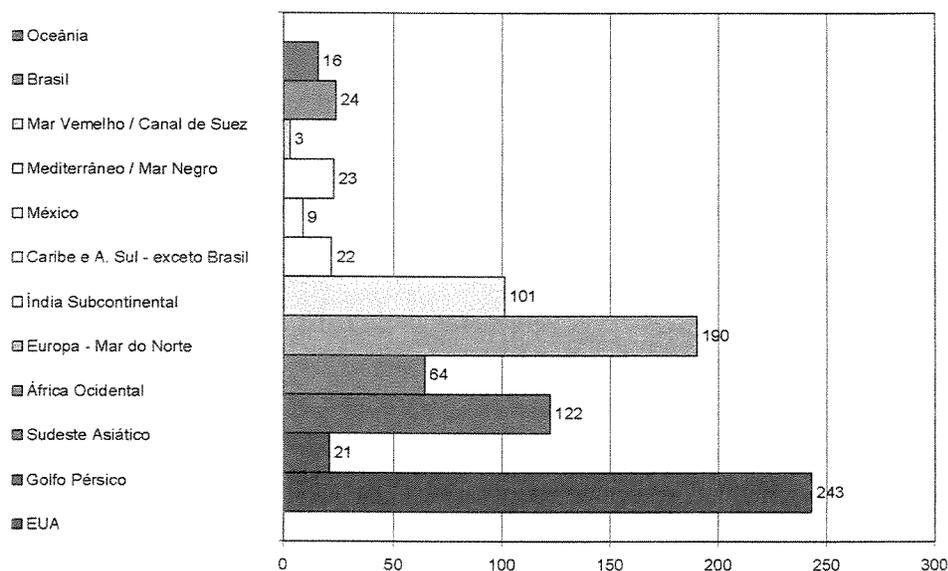


**Figura 1.6: Distribuição das plataformas offshore nas maiores regiões mundiais produtoras de petróleo e gás (adaptado Pulsipher & Daniel IV, 1.999).**

No entanto, a distribuição das principais estruturas não é indicativa da distribuição das grandes estruturas, a saber, plataformas pesando mais que 10.000 toneladas e localizadas em LDA superiores a 75 metros.

A **Figura 1.7** apresenta a distribuição das grandes estruturas. Percebe-se que elas estão mais uniformemente distribuídas que no caso anterior. Por exemplo, a participação da região do Golfo do México – EUA na distribuição total de plataformas apresentada na **Figura 1.6**, é de 48%, já no caso da distribuição das grandes plataformas a sua participação passa para 29%.

Finalmente, pode-se avaliar a importância relativa das grandes plataformas em cada região, isto é, a porcentagem das grandes plataformas em relação ao total, conforme se pode observar na **Figura 1.8**. As regiões do Mar do Norte, Subcontinente indiano, Brasil e Oceania apresentam proporções relativas de grandes plataformas, pelo menos três vezes superiores àquelas encontradas na região do Golfo do México. Além disto, outras quatro regiões (Sudeste Asiático, África Ocidental, América Central e do Sul (exceto o Brasil), e o Mediterrâneo/Mar Negro) também apresentam valores maiores que a do Golfo do México.



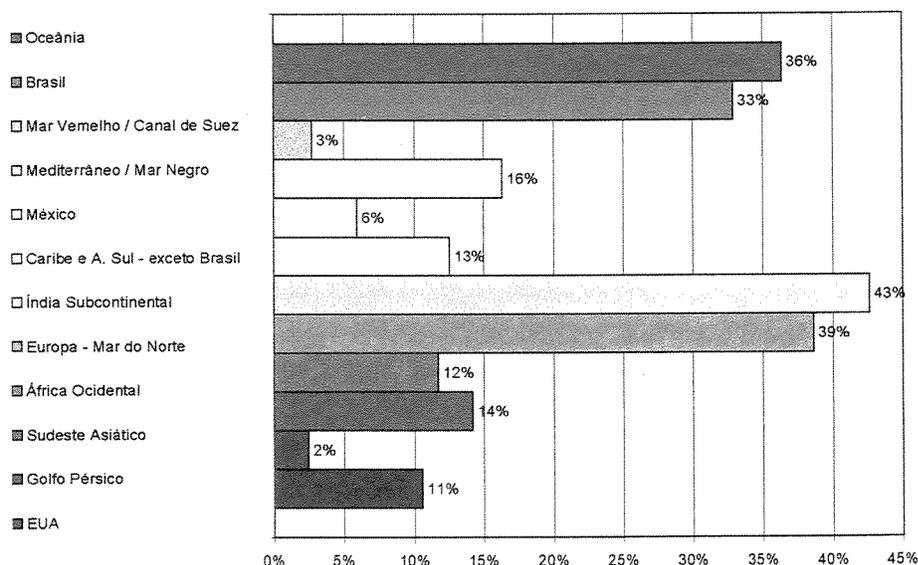
**Figura 1.7: Distribuição das grandes plataformas offshore nas maiores regiões mundiais produtoras de petróleo e gás (adaptado Pulsipher & Daniel IV, 1.999).**

Assim, em termos relativos, o descomissionamento de grandes plataformas não é um problema apenas das regiões do Golfo do México ou do Mar do Norte.

Outras medidas são necessárias para a avaliação da severidade da questão do descomissionamento de estruturas *offshore*, além da disposição geográfica. Por exemplo, o quanto próximo está o momento de descomissionar em uma determinada região.

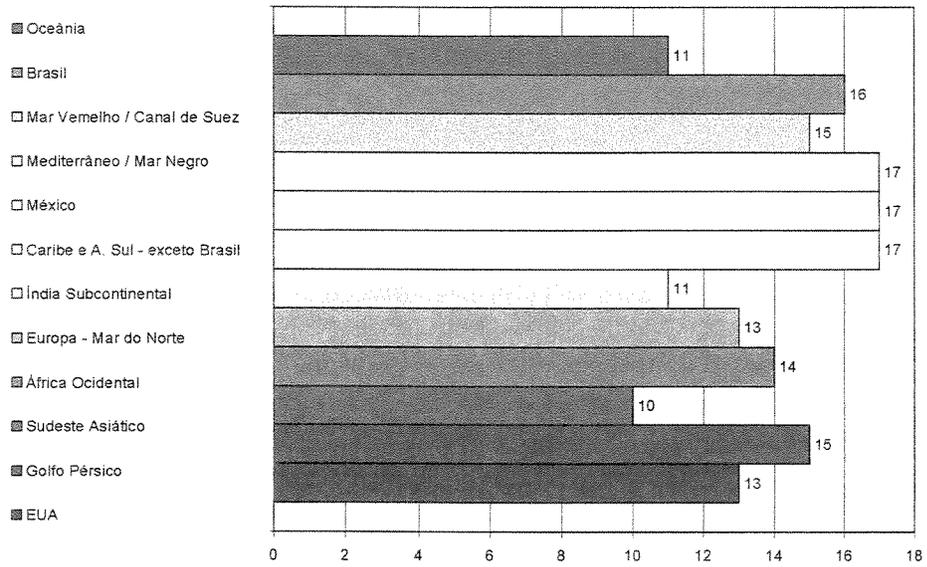
Como já apresentado, isto depende de vários fatores. Todavia, pode-se obter uma estimativa da eminência da decisão de descomissionamento nas regiões incluídas neste trabalho através da média da distribuição de idades das instalações.

A **Figura 1.9** apresenta a idade média de todas as principais instalações *offshore*, tanto aquelas que obedecem ao critério acima descrito como aquelas que não. Embora geralmente acredite-se que o Golfo do México seja o pioneiro no desenvolvimento *offshore*, nove das doze outras regiões possuem uma média de vida igual ou maior que a média das grandes estruturas do Golfo.

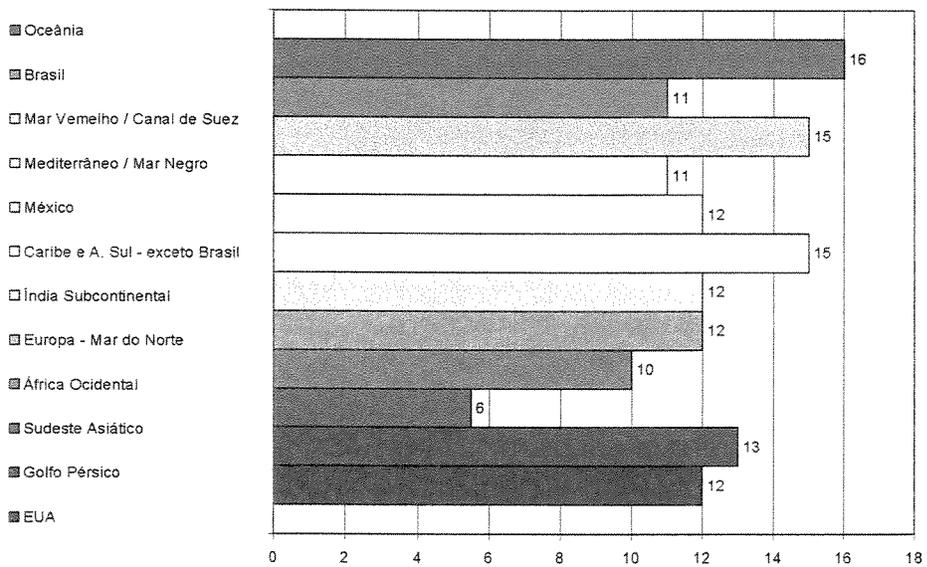


**Figura 1.8: Participação das grandes plataformas *offshore* em relação ao total de plataformas nas maiores regiões mundiais produtoras (adaptado Pulsipher & Daniel IV, 1.999).**

A **Figura 1.10** apresenta a média de idade apenas das grandes plataformas. Não obstante a diferença de idade serem menores para as grandes plataformas, os padrões continuam os mesmos. Sete das doze outras regiões apresentam médias de idade para grandes plataformas que são iguais ou maiores que aquela do Golfo do México.



**Figura 1.9: Média de idade de todas as plataformas nas principais regiões mundiais produtoras de petróleo e gás (adaptado Pulsipher & Daniel IV,1.999).**



**Figura 1.10: Média de idade das grandes plataformas nas principais regiões mundiais produtoras de petróleo e gás (adaptado Pulsipher & Daniel IV,1.999).**

Estes dois últimos gráficos (**Figura 1.9** e **Figura 1.10**) reforçam a idéia exposta previamente de que as implicações nas políticas de descomissionamento não são apenas uma preocupação das regiões do Mar do Norte e Golfo do México.

Na realidade, os dados mostram que o descomissionamento de grandes plataformas é uma questão, de certa forma, eminente em 10 das 12 regiões, assim como é para a região do Golfo.

## 1.5. Metodologia

A literatura científica sobre o processo de descomissionamento de instalações *offshore* tornou-se disponível apenas nos anos recentes. Assim, as informações sobre o descomissionamento foram, mormente reunidas através de pesquisas na Internet, revisão de artigos, periódicos, relatórios e comunicação via *e-mail* com pesquisadores de empresas, universidades, centros de pesquisa, agências governamentais nacionais e internacionais: ABB *Offshore Systems Inc.*, Houston, TX, EUA; BP AMOCO, Houston, TX, EUA; MMS – *Minerals Management Service*, Nova Orleans, LA, EUA; Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, Vitória ES, Brasil; *Offshore Structure Analysis Inc.*, Plainfield, IL, EUA; *Alliance-technology*, Noruega; *Boreas Consultants Limited*, Aberdeen, Escócia; *Donald Bren School of Environmental Science and Management – University of California*, Santa Barbara Califórnia, EUA; *Dunstaffnage Marine Laboratory*, Oban Argyll, Reino Unido; *Phillips Petroleum Company*, Bartlesville OK, EUA.

Os livros disponíveis também foram revisados visando ao entendimento dos vários aspectos que cercam o processo de descomissionamento.

A partir dessa revisão montou-se um panorama sobre o assunto enfocando-se as questões relevantes e, quando possível, adequando-as à realidade brasileira.

## Capítulo 2

### Panorama Internacional

Embora a indústria petrolífera internacional detenha uma experiência recente no descomissionamento de instalações *offshore*, ela é extremamente relevante.

Desta forma, foram selecionadas sete regiões mundiais em virtude de suas diferenças no desenvolvimento dos programas de descomissionamento, diferenças no interesses das operadoras, disponibilidade das informações e variabilidade das condições ambientais. Desta forma, além das duas principais regiões: Golfo do México e Mar do Norte, que têm diferido consideravelmente tanto em escala como na abordagem das soluções de descomissionamento adotadas, serão abordadas as regiões da Costa Oeste dos EUA – Califórnia, Itália, Venezuela, Austrália e Malásia.

#### 2.1. Golfo do México

Apesar de grande número de plataformas instaladas até junho de 2.001, mais 6.000, na região do Golfo do México – EUA (**Figura 2.1**), a taxa de instalação permanece relativamente constante (140 plataformas/ano) a alguns anos (**Capítulo 1**).

Quando observado a atividade de descomissionamento, verifica-se que desde 1.973, a sua taxa cresce fortemente. Somente na década passada, algo em torno de 130 plataformas foram descomissionadas por ano, aproximadamente a mesma quantidade de instalações. Os custos totais com esta atividade são estimados em US\$ 4,5 bilhões (Manago & Williamson, 1.997). A profundidade em que se localizam as estruturas *offshore* estão abaixo dos 450 metros para

plataformas fixas e abaixo dos 900 metros para as torres complacentes (MMS, 2.001). Uma das plataformas localizada em lâmina d'água (LDA) mais profundas está a 200 km da costa a 535 metros de profundidade (MMS, 2.001). Das plataformas descomissionadas até o momento, um terço eram plataformas mono-tubulares (*monopod caissons*), os outros dois terços eram plataformas fixas de aço (Jaquetas) de quatro ou seis pilares (**Tabela 2.1**).

Observando a **Figura 1.3** (p. 22), verifica-se que apenas 76 estruturas foram descomissionadas em LDA superiores a 75 metros, dessas somente 14 acima dos 100 metros.



**Figura 2.1.: Golfo do México (Encarta, 2.000).**

As estruturas de águas profundas possuem grandes desafios tecnológicos e políticos. A legislação atual dos Estados Unidos exige das operadoras a remoção completa e a limpeza total do local dentro de até um ano após o término de sua atividade (MMS, 2.001).

Contudo, as operadoras afirmam que a tecnologia *offshore* não avançou o suficiente para tornar a remoção completa numa estratégia economicamente viável quando comparada com outras opções, como por exemplo, a remoção parcial. Das experiências de descomissionamento mais recentes a estrutura em LDA mais profunda estava localizada a 137 metros (MMS, 2.001).

O aumento do custo de descomissionamento em função da profundidade, e a ausência de experiência por parte da indústria, proporciona incentivos tanto para as operadoras como para as agências governamentais considerarem métodos alternativos. Ao mesmo tempo, fatores sociais, como o aumento da consciência ambiental, têm provocado manifestações de oposição, às vezes violentas, a qualquer alternativa de descomissionamento que obstrua a livre utilização do oceano.

Tabela 2.1.: Infra-estrutura *offshore* no Golfo do México (Dados: MMS, 2.001).

TIPOS DE PLATAFORMAS	N°. INSTALADAS	N°. DESCOMISSIONADAS	% DESCOMISSIONADAS
Jaqueta – Grande*	320	76	23,8
Jaqueta – Pequena	5.695	1.949	34,2
Torre Complacente	3	0	0,0
CGS <sup>4</sup>	0	0	0,0
FPSO	0	0	0,0
Semi-submersível	7	2	28,6
TLP	8	0	0,0
<i>Spar</i>	2	0	0,0
TOTAL	6.035	2.027	33,6

\* Segundo classificação da IMO: estruturas com mais de 10.000 toneladas ou em LDA superior a 75 metros.

No Golfo do México, onde as operadoras e as agências governamentais possuem comparativamente a maior experiência mundial, um programa foi desenvolvido pelos Estados americanos localizados próximos à região do Golfo (principalmente Texas e Louisiana) para oferecer alternativa a remoção completa para plataformas localizadas em pequenas e moderadas LDA. O programa possibilita que as operadoras deixem a estrutura no local com o propósito de aumentar a fauna e a flora marinha atuando como recifes artificiais. O programa, também chamado de *Rigs-to-Reefs* (Equipamentos em Recifes), foi bem recebido tanto pelas operadoras, como pelos grupos ambientalistas locais. A alternativa de transformação de instalações será analisada em detalhes no **Capítulo 6**.

## 2.2. Costa Oeste dos EUA – Califórnia

As estruturas de produção de petróleo e gás *offshore* consistem em 27 plataformas com aproximadamente 300 km de oleodutos. A mais nova dessas estruturas foi instalada em 1.989; e a mais velha em 1.967. As instalações da região pacífica vão desde pequenas estruturas em águas rasas (LDA inferior a 30 metros) às grandes em águas profundas (LDA superior a 600 metros) (Athopolousos et. al., 1.999).

---

<sup>4</sup> *Concrete Gravity Structure* (CGS) – Estrutura Gravitacional de Concreto.

Sete plataformas já foram descomissionadas até o momento: seis plataformas fixas situadas em LDA inferiores a 45 metros e uma FPSO.

No final dos anos 80, a Texaco removeu as plataformas Helen e Herman. Em 1.994, a Exxon descomissionou uma FPSO. Este foi um procedimento complexo, dividido em fases. A primeira consistia na desconexão e remoção da embarcação, da bóia de amarração e de uma seção do *riser*<sup>5</sup>. A segunda, do corte dos pilares e da remoção da base e sub-base da amarração, corte e remoção dos oleodutos e dos segmentos dos cabos de potência do solo marinho. A fase final consistiu em um exame da área para recuperação de eventuais resíduos (Exxon, 2.000; Texaco, 2.000).

Em 1.999, a Chevron iniciou o planejamento para o descomissionamento de cinco plataformas, localizadas em LDA variando de 90 a 225 metros, que ocorrerá provavelmente nos próximos cinco ou dez anos. Dessas, a mais velha foi instalada há 20 anos atrás e a mais nova somente há 13 anos. A operadora está no estágio inicial do processo de descomissionamento. Se a remoção completa for a estratégia selecionada, as duas de suas maiores plataformas (Gail – LDA 225 metros e Harvest – LDA 205 metros) poderiam constituir no primeiro projeto mundial de descomissionamento em águas medianas (101 metros < LDA < 400 metros) (Chevron, 2.000).

### 2.3. Mar do Norte

As primeiras explorações de petróleo e gás na região do Mar do Norte começaram em 1.961, com perfurações nas águas da costa holandesa (YCN, 1.999). Até então, os limites da posse do Estado da plataforma continental não haviam sido estabelecidos. Somente em 1.964, com a promulgação do “Ato de Plataformas Continentais” (*Continental Shelf Act*), determinou-se a região do Mar do Norte às nações circunvizinhas: Reino Unido, Noruega e Dinamarca (**Figura 2.2**).

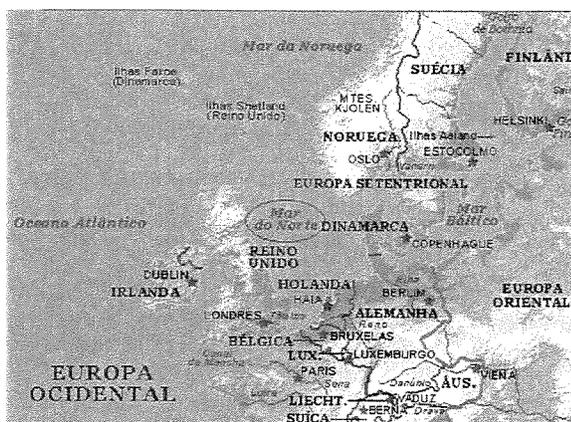
Atualmente, há aproximadamente 420 grandes estruturas no Mar do Norte (Baine, 2.000). Dessas, cerca de 209 são unidades de produção operadas pela Noruega. Das estruturas norueguesas, 47 plataformas estão localizadas em águas profundas (Baine & Kerr, 2.000). O

---

<sup>5</sup> Tubulação onde o líquido ou o gás flui do reservatório no solo marinho até a superfície.

Reino Unido possui duas vezes esse número. A Dinamarca também apresenta desenvolvimentos na região (Bell et. al., 1.998).

O descomissionamento de plataformas *offshore* de óleo e gás é discutido há muito tempo no desenvolvimento de campos de óleo do Mar do Norte. No final dos anos 70, a indústria petrolífera tinha expressado o interesse que “*um importante item de despesa poderá ocorrer no final da vida de um projeto se as plataformas tiverem que ser completamente removidas*” (Athopolousos et. al., 1.999).



**Figura 2.2.: Região do Mar do Norte (Encarta, 2.000).**

Espera-se que o auge do descomissionamento no Mar do Norte ocorra entre os anos de 2.005-2.010 quando aproximadamente 20 plataformas serão descomissionadas por ano (Knott, 1.995). O custo total no descomissionamento de todas as plataformas atualmente instaladas no Mar do Norte é estimado em US\$15-20 bilhões (Manago & Williamson, 1.997).

No total, nove Jaquetas foram descomissionadas no setor do Reino Unido, excluindo o tombamento da *Piper Alfa* (uma Jaqueta localizada em LDA de 145 metros). Dessas, todas foram totalmente removidas quando localizadas em LDA inferiores a 40 metros, isto incluiu a plataforma *Forbes*, as duas plataformas do complexo de *Esmond*, a plataforma *Gordon*, as quatro plataformas do sistema de produção *Viking* e a plataforma *Leman BK* (Erro! A origem da referência não foi encontrada.).

Até o final de 2.000, a instalação flutuante (*Spar Buoy*) de Brent era a principal instalação localizada acima de 100 metros de LDA tendo como opção de descomissionamento a remoção completa. Propriedade da Shell, a instalação fora programada originalmente para a disposição

em águas profundas, longe da zona costeira em um abissal. A proposta foi parte de um plano de descomissionamento aprovado pelo governo britânico. Embora esta proposta de disposição em águas profundas fosse apoiada pelo governo britânico, encontrou forte resistência por parte da opinião pública.

**Tabela 2.2.: Infra-estrutura *offshore* no Mar do Norte (Anthony et al., 2.000).**

TIPOS DE PLATAFORMAS	Nº. INSTALADAS	Nº. DESCOMISSIONADAS	% DESCOMISSIONADAS
Jaqueta – Grande*	81	2	2,5
Jaqueta – Pequena	400	10	2,5
Torre Complacente	0	0	0,0
CGS	25	0	0,0
FPSO	28	10	35,7
Semi-submersível	18	8	44,4
TLP	3	0	0,0
<i>Spar</i>	0	0	0,0
TOTAL	555	30	5,4

\* Segundo classificação da IMO: estruturas com mais de 10.000 toneladas ou em LDA superior a 75 metros.

A “Brent Spar” transformou-se em notícia no Reino Unido e tema relevante nos debates políticos nacionais e internacionais. Os grupos ambientais conduzidos pelo Greenpeace montaram uma campanha pública eficaz contra a opção de disposição em águas profundas. Isto incluiu boicotes dos consumidores aos produtos da Shell por toda a Europa e a ocupação por três semanas da instalação inativa (OGJ, 1.995; Elkington & Trisoglio, 1.996; OGJ, 1.996; Beckman, 1.998; Kirby, 1.998; Knott, 1.998; OGJ, 1.998; SHELL UK, 1.998; Beckman, 1.999; HMC, 2.000). O protesto público contra a proposta tornou-se tão feroz a ponto dos postos de gasolina britânicos da Shell serem ameaçados com violência (Greenpeace, 1.998). Desde este ocorrido, o planejamento de descomissionamento foi parado e a proposta reconsiderada.

O incidente com a Brent Spar representou um divisor de águas no planejamento do descomissionamento na região do Mar do Norte. O governo britânico, que possui forte tradição no planejamento social, manifestou-a através de uma abordagem estritamente científica e racional ao avaliar o planejamento de descomissionamento. A alteração na proposta de descomissionamento representou danos na imagem da Shell e do governo britânico; e uma

vitória para o Greenpeace. Os futuros processos de descomissionamento certamente deverão considerar a força da opinião pública.

#### **2.4. Itália**

Na Itália, praticamente todo o gás consumido domesticamente vem das 114 plataformas *offshore* (18 bilhão m<sup>3</sup>/ano). Estão localizadas ao longo da costa do Mar Adriático, no Mar Jônico e no Canal da Sicília em LDA de 10 a 120 metros. Quase todas são plataformas de aço com pilares fixos (4, 6 ou 8), mas há também plataformas mono-tubulares. Estas são instalações pequenas, utilizadas sozinhas ou em conjunto no desenvolvimento de pequenos campos, sendo um recurso nacional valioso (AGIP, 1.999).

Estima-se que nos próximos 30 anos o descomissionamento de plataformas *offshore* italianas custará US\$ 570 milhões (£IT 1.200 bilhão) (AGIP, 1.999). Em 1.999, a Conferência *Offshore Mediterrânea (Offshore Mediterranean Conference)* sobre o descomissionamento realizada em Ravena, destacou a necessidade de preparar uma estrutura clara a fim de que se possam regular as operações envolvidas, listar as várias alternativas (reutilização, recifes artificiais, remoção parcial), e definir os procedimentos para as licenças de operação e o papel das autoridades envolvidas.

#### **2.5. Venezuela**

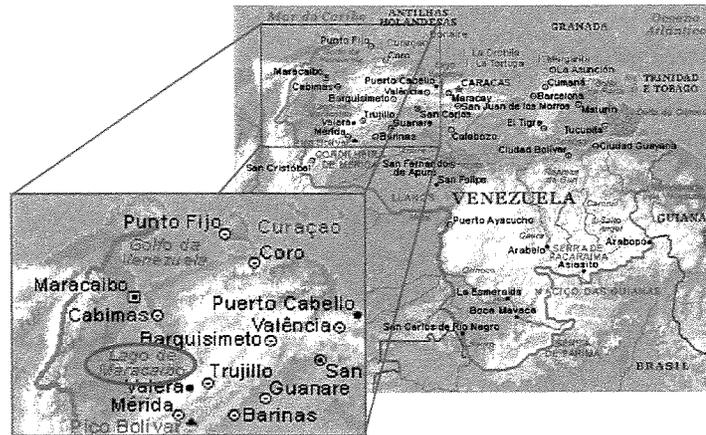
A economia venezuelana baseia-se na exportação de petróleo. É o sexto maior país produtor de petróleo no mundo, e atualmente o maior fornecedor aos EUA. É um dos membros fundadores da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

A maior porção da produção de petróleo e gás, assim como a maioria das reservas do país estão situadas no lago Maracaibo (Guevara, 1.998), a noroeste da Venezuela, o maior dos lagos sul-americanos (**Figura 2.3**).

As atividades de exploração e produção de petróleo no lago começaram em 1.920, e atualmente, lá estão mais de 10.000 instalações entre poços, equipamentos de produção, oleodutos, etc.

Os rendimentos no setor petrolífero correspondem a mais de 79% das exportações venezuelanas e 66% da arrecadação tributária do governo. Em 2.000, o país produzia cerca de

3,3 milhão bpd<sup>6</sup> de petróleo (BP AMOCO, 2.000), e esperava dobrar a sua produção até o ano de 2.006.



**Figura 2.3.: Localização do Lago de Maracaibo – Venezuela (Encarta, 2.000).**

Somente em 1.996, a legislação ambiental venezuelana (promulgada em 1.976) incorporou o estabelecimento de estudos ambientais para diversas atividades industriais. Pela primeira vez, a indústria petrolífera viu-se obrigada a realizar estudos ambientais após o tamponamento e abandono de poços de petróleo e gás (Guevara, 1.998).

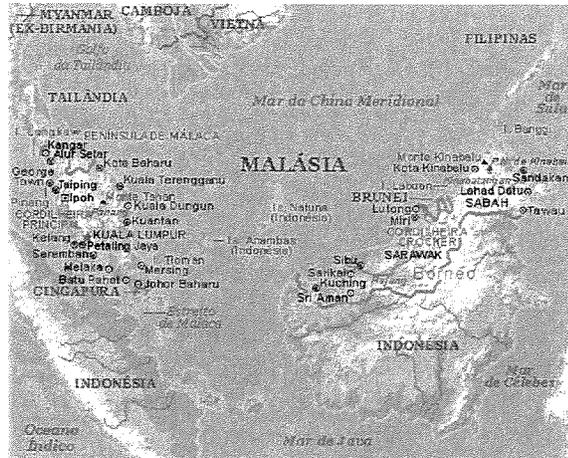
A indústria venezuelana ainda não se deparou com a necessidade de realização do processo de descomissionamento. No entanto, estão em desenvolvimento estudos sobre o assunto. Baseados em experiências internacionais e nas características tropicais das águas venezuelanas, eles apontam como a melhor opção de descomissionamento: a transformação de estruturas em recife artificial. Segundo Guevara (1.998), a criação de recifes artificiais no lago Maracaibo poderia aumentar os lucros e reduzir os esforços na atividade pesqueira local, além de amenizar os atritos com a comunidade local. As uniões de pescadores do lago sempre protestaram contra as atividades petrolíferas, ameaçando, em diversas oportunidades, fechar o canal de Maracaibo.

## 2.6. Malásia

Malásia, monarquia constitucional do Sudeste Asiático, membro da *Commonwealth*<sup>7</sup>, constituída por duas regiões separadas pelo mar da China Meridional (Figura 2.4).

---

<sup>6</sup> Barris de petróleo por dia. Uma barril equivale a 0,159 m<sup>3</sup> ou 159 litros.



**Figura 2.4.: Malásia (Encarta, 2.000).**

É um país em franco desenvolvimento econômico, detentor de ricas reservas minerais e hidrocarbonetos.

O potencial dos hidrocarbonetos da Malásia tornou-se realidade no início de 1.880, quando o petróleo começou a gotejar nas regiões próximas a Miri no Estado de Sarawak. A produção de petróleo começou em 1.910 com poços em terra. Somente em 1.957, foi construída a primeira plataforma *offshore* (Siwa-1) no delta da província de Baram. Atualmente, existem cerca de 60 contratos de concessão, assinados com 40 companhias multinacionais, englobando atividades de exploração e produção no território malaio.

Das 950 estruturas *offshore* na Ásia, a Malásia possui 218 plataformas (23%) localizadas ao redor dos Estados: Terangannu, Sabah e Sarawak. A média de peso das instalações é de 30.000 toneladas (Petronas, 1.999). Elas estão localizadas no sul do Mar da China em LDA variando de 10-130 metros.

Um número crescente destas estruturas está próximo do término de suas vidas produtivas, bem como suas reservas atingindo a exaustão. Segundo o governo malaio, a opção de descomissionamento preferida será a de remoção completa (Ashok Kumar, 1.999).

---

<sup>7</sup> *Commonwealth*, reunião das antigas colônias inglesas que demonstravam uma simbólica ou real fidelidade à Coroa Britânica. Somavam um total de 51 estados soberanos, entre os quais estavam: o Reino Unido, a Austrália, a Índia, a Nova Zelândia, a Nigéria, o Canadá, o Paquistão e a África do Sul.

## 2.7. Austrália

A Austrália é considerada como um continente insular, localizada entre os oceanos Índico e Pacífico. Limita-se ao norte, com o mar de Timor, o mar de Arafura e o estreito de Torres; a leste, com o mar de Coral e o mar da Tasmânia; ao sul, com o estreito de Bass e o oceano Índico; e a oeste, com o oceano Índico.

Até final de 2.000, aproximadamente 53 plataformas *offshore* já haviam sido instaladas na Austrália, uma ordem de grandeza menor que o Mar do Norte, e duas menores que o Golfo de México.

Ainda que a experiência de descomissionamento *offshore* na Austrália seja limitada em virtude da pouca idade da indústria petrolífera na região, 7,6% de suas instalações já foram descomissionadas: duas FPSOs (Talisman e Skua), uma plataforma mono-tubular (North Herald), as Jaquetas de produção (South Piper e Wandoo A), e a instalação submarina de Cobia-2 (Tabela 2.3). Em todos os casos, a opção de descomissionamento preferida fora a remoção completa (Anthony et. al., 2.000).

**Tabela 2.3.: Infra-estrutura *offshore* na Austrália (Anthony et. al., 2.000).**

TIPOS DE PLATAFORMAS	Nº. INSTALADAS	Nº. DESCOMISSIONADAS	% DESCOMISSIONADAS
Jaqueta – Grande*	9	0	0,0
Jaqueta – Pequena	32	2	6,2
Torre Complacente	0	0	0,0
CGS	3	0	0,0
FPSO	9	2	22,2
Semi-submersível	0	0	0,0
TLP	0	0	0,0
<i>Spar</i>	0	0	0,0
TOTAL	53	4	7,6

\* Segundo classificação da IMO: estruturas com mais de 10.000 toneladas ou em LDA superior a 75 metros.

## Capítulo 3

### Panorama Nacional

Vislumbra-se que o processo de descomissionamento comece a ocorrer em breve. No Brasil, alguns dos campos de exploração *offshore* de óleo e gás já estão com mais de 20 anos de produção. O primeiro campo, Garoupa, localizado na Bacia de Campos-RJ está em produção há 26 anos. Como apresentado no **Capítulo 1**, a média de idade das plataformas brasileiras é 16 de anos. No entanto, pouco se conhece sobre o destino final destas instalações. A indústria nacional brasileira só recentemente iniciou estudos sobre o tema (PETROBRÁS, 2.000).

Com a abertura das atividades da indústria petrolífera à iniciativa privada (Emenda Constitucional n.º 09, de 9/11/96), a indústria passa a lidar também com as obrigações do término do contrato de concessão, o que inclui o processo de descomissionamento de instalações.

Contudo, muito pouco têm sido realizado nessa área. Até o início de 2.001, não havia regulamentação oficial específica versando sobre o descomissionamento de instalações *offshore* no Brasil por parte da agência nacional reguladora<sup>8</sup>.

Inevitavelmente em um contexto como esse, o estabelecimento de responsabilidade na remoção ou disposição das instalações, através de mecanismos legais que reforcem a idéia de comprometimento e responsabilidade para qualquer possível dano subsequente é matéria de suma importância.

---

<sup>8</sup> Excetua-se o abandono de poços regulamentado pela Portaria 176 de 27 de outubro de 1.999.

### **3.1. Histórico da Exploração e Produção (E&P) de Petróleo**

O histórico da exploração e produção de petróleo no Brasil pode ser dividida em quatro períodos distintos:

1. Primeiro Período: 1.858 – 1.938;
2. Segundo Período: 1.938 – 1.953;
3. Terceiro Período: 1.953 – 1.996;
4. Quarto Período: 1.996 – até hoje.

#### **3.1.1. Primeiro Período (1.858 – 1.938)**

Até 1.938, as explorações estavam sob o regime da livre iniciativa. Neste período, a primeira sondagem profunda foi realizada entre 1.892 e 1.896, no município de Bofete – SP.

A história do petróleo no Brasil começou na Bahia, em 1.858, com o Decreto n.º 2.266 assinado pelo Marquês de Olinda, concedendo a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene de iluminação.

Somente setenta anos depois (1.930), após vários poços perfurados sem sucesso em alguns Estados brasileiros, tomou-se conhecimento que os moradores da cidade de Lobato – BA usavam uma lama preta e oleosa para iluminar suas residências. No entanto, somente em 1.933, a descoberta atraiu o interesse da Bolsa de Mercadorias da Bahia, que passou a empreender campanhas visando extração comercial de petróleo. Após quatro anos de debates acalorados nos meios de comunicação, o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), resolveu perfurar poços na região de Lobato.

#### **3.1.2. Segundo Período (1.938 – 1.953)**

Época em que houve a nacionalização das riquezas do nosso subsolo pelo Governo e a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1.938.

Em 29 de julho de 1.938, já sob a jurisdição do recém-criado CNP, foi iniciada a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato, que viria a ser o descobridor de petróleo no Brasil. Apesar de ter sido considerado antieconômico, este poço foi de suma importância para o desenvolvimento da atividade petrolífera no Estado da Bahia. A partir do resultado desse poço, houve uma grande concentração de esforços na Bacia do Recôncavo, resultando na descoberta

da primeira acumulação comercial de petróleo do país, o Campo de Candeias, em 1.941. Este campo ainda estava produzindo em 2.001.

### **3.1.3. Terceiro Período (1.953 – 1.996)**

Estabelecimento do monopólio estatal, durante o governo do Presidente da República Getúlio Vargas que, a 3 de outubro de 1.953, promulgou a Lei 2.004, criando a Petrobrás.

A produção de petróleo no país, após o esforço do CNP, rapidamente atingiu a marca de 25.000 bpd. Embora expressivo, este valor era muito baixo quando comparado à demanda. Assim, em 1.953, o país via-se sem produção de petróleo e capacidade de refino em escala suficiente para atender ao mercado nacional. É bom lembrar que os rendimentos da atividade no país estavam na distribuição de derivados, praticamente todo ele realizado por multinacionais. Portanto, não havia a geração interna de recursos para se investir no petróleo. Por outro lado, o lucro na atividade de petróleo no mundo estava na transformação, em refinarias dos países ricos, do óleo barato do Oriente Médio e seu manuseio até as distribuidoras de países importadores de derivados, que pagavam preços considerados elevados por esses produtos.

Com a instalação da Petrobrás, em 10 de maio de 1.954, o Brasil trilhou um caminho diferente no desenvolvimento de sua indústria petrolífera.

### **3.1.4. Quarto Período (1.996 – até hoje)**

A maior mudança no setor petrolífero no Brasil, quando após 40 anos o monopólio exercido pela Petrobrás foi revogado pelo Congresso brasileiro (Emenda Constitucional n.º 09, de 9/11/96). Desta forma, a Petrobrás não exerce mais o monopólio sobre o setor, sendo agora de responsabilidade do governo federal, e administrado por uma agência reguladora (ANP – Agência Nacional de Petróleo). Novas concessões de óleo e gás são diretamente concedidas a companhias nacionais e internacionais.

Após promulgada, a nova legislação está atraindo o interesse de empresas petrolíferas internacionais. A maioria pretendendo participar na porção *upstream*<sup>9</sup>, e em parceria com a Petrobrás.

---

<sup>9</sup> Atividades de Exploração e Produção (E&P).

Embora a Petrobrás não exerça mais o monopólio sobre o mercado, até a presente data, continua a ser a principal operadora produzindo na Bacia Continental Brasileira no setor *offshore*.

### 3.2. Histórico da Exploração e Produção (E&P) *Offshore*

A exploração de petróleo em reservatórios situados na área *offshore* no Brasil iniciou-se em 1.968, na Bacia de Sergipe-Alagoas, campo de Guaricema, situado em lâmina d'água (LDA) de aproximadamente 30 metros na costa do Estado de Sergipe, na região Nordeste.

Para o desenvolvimento na Bacia de Sergipe-Alagoas aplicaram-se as técnicas convencionais da época para campos de médio porte: plataformas fixas de aço, cravadas por estacas. Eram projetadas somente para produção e teste de poços, interligados por uma rede de oleodutos multifásicos e, a uma estação de separação e tratamento de fluidos localizada em terra.

As primeiras plataformas, instaladas nos campos de Guaricema, Caioba, Camorim e Dourado, eram, com pequenas variações, do tipo padrão: quatro pilares, convés duplo, guias para até seis poços, sistema de teste de poços e de segurança. A perfuração e a completção dos poços eram executadas por plataformas auto-elevatórias posicionadas junto à plataforma fixa. Posteriormente, a perfuração dos poços passou a ser feita, também, por sondas moduladas instaladas diretamente no convés superior das plataformas e assistidas por navios.

Nos anos seguintes, com o aumento da atividade, não só na costa de Sergipe, como também na de Alagoas, do Rio Grande do Norte e do Ceará, a Petrobrás decidiu desenvolver projetos próprios de plataformas que atendessem às características de desenvolvimento dos campos. Este esforço resultou em 3 projetos de plataformas fixas distintos, conhecidas como Plataformas de 1<sup>a</sup>., 2<sup>a</sup>. e 3<sup>a</sup>. Famílias (**Tabela 3.1**) (Petrobrás, 2.000).

**Tabela 3.1.: Característica das famílias de plataformas (Petrobrás, 2.000).**

ITEM	1ª FAMÍLIA	2ª FAMÍLIA	3ª FAMÍLIA
Número de pilares	4	4	8
Dimensão do convés [m x m]	12 x 18	26 x 29	26 x 59
LDA [m]	60	60	150
Capacidade de produção [m <sup>3</sup> /d]	1.100	2.500	7.200
Número de poços	6	9	15

As Plataformas de 1<sup>a</sup>. Família eram similares às plataformas fixas iniciais e foram desenhadas para terem até 6 poços de produção, podendo ser instaladas em LDA de até 60 m; se necessário com um pequeno módulo para acomodação de pessoal.

As Plataformas de 2<sup>a</sup>. Família comportavam a produção de até 9 poços, permitiam a separação primária de fluidos produzidos. Possuíam também sistema de transferência de óleo, teste de poços, segurança, utilidades e acomodações de pessoal.

As Plataformas de 3<sup>a</sup>. Família possuíam a estrutura mais complexa. Permitiam a perfuração e completação de até 15 poços e, as instalações de produção podiam conter uma planta de processo completa (teste, separação, tratamento e transferência de fluidos), sistema de compressão de gás, sistema de recuperação secundária, sistemas de segurança e de utilidades e acomodação de pessoal. As Plataformas de 3<sup>a</sup>. Família tinham as características necessárias para atuarem como Plataformas Centrais (ver p. 53).

Em 1.975, para o desenvolvimento dos campos de Ubarana e Agulha, no Rio Grande do Norte, além das plataformas de aço convencionais, decidiu-se pela utilização de plataformas de concreto gravitacionais (CGS – *Concrete Gravity Structure*), segundo projeto do consórcio franco-brasileiro<sup>10</sup>. As CGS, que tiveram grande utilização no Mar do Norte, têm uso limitado na área *offshore* brasileira a pequenas lâminas d'água.

Foram utilizadas 3 destas plataformas: duas no campo de Ubarana, e uma no de Agulha. Com base na concepção original, cada plataforma comportava a perfuração e a completação de até 13 poços, separação, tratamento, armazenamento e transferência de óleo, compressão de gás além dos sistemas de utilidades, segurança e alojamento de pessoal. As plataformas, em formato de caixa, têm um convés único medindo cerca de 2.500 m<sup>2</sup> além de um espaço interno chamado de “galeria técnica”, para instalação de bombas de transferência, sistema de lastro e tratamento/descarte de água produzida. A planta de processo de cada plataforma comportava uma produção de 5.000 m<sup>3</sup>/d de óleo e a capacidade do tanque de armazenamento era de 20.000 m<sup>3</sup>. A altura total da plataforma era de 25 metros, instalada em LDA aproximada de 13 metros.

---

<sup>10</sup> Mendes Jr. – Campenon Bernard.

### 3.3. Bacia de Campos

Em 1.974, houve a primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos, atualmente a principal província petrolífera do Brasil, localizada na parte marítima do Estado do Rio de Janeiro, na região Sudeste do país.

Entretanto, a atividade só começou em agosto de 1.977, com a segunda descoberta do campo de Enchova, em LDA de 120 metros. Até aquele ano, as atividades de produção *offshore* no Brasil limitaram-se às áreas do Nordeste brasileiro em lâminas d'água inferiores a 50 metros.

O campo de Garoupa, primeiro a ser descoberto, também localizado em LDA de 120 metros, somente entrou em produção em 1.979, juntamente com o de Namorado, em LDA de 160 metros. Apesar de se tratar de campos com potencial superior aos campos marítimos do Nordeste, a utilização de sistema de produção com plataformas fixas e *riser* rígidos não era economicamente viável por serem isolados e muito distantes do litoral, cerca de 80 km.

Além disso, soma-se a crise do petróleo, pressão conjuntural corroborou para o nascimento de um novo conceito de exploração: o Sistema de Produção Antecipada (EPS – *Early Production System*)<sup>11</sup>. Sistema capaz de antecipar a produção, e, ao mesmo tempo, fornecer dados detalhados sobre o reservatório. Dados que foram então usados para o projeto do Sistema Definitivo de Exploração que, uma vez no local, permitia o emprego do EPS em outra área.

Embora na época este era o segundo sistema flutuante de produção no mundo, pelo seu elevado grau de segurança aliado ao seu baixo custo, fez com que o conceito ganhasse força no

---

<sup>11</sup> Sistema consistia de três etapas. Na primeira, a plataforma de perfuração Semi-submersível foi equipada com uma planta de processamento simples. A produção fluía para a superfície através de uma árvore-de-natal teste suspensa pela plataforma de perfuração, dentro do sistema de prevenção de *blowout* (BOP – *Blow Out Preventor*) e do *riser*. O óleo e o gás eram separados e, então, o gás era queimado. O óleo processado era transferido através de uma mangueira flutuante para um navio tanque ancorado nas proximidades, ligado a um sistema de ancoragem de quatro pontos. Na segunda etapa, usou-se uma outra Semi-submersível também parcialmente convertida em plataforma flutuante de produção. Como na fase inicial, a plataforma era posicionada sobre um poço produtor usando como árvore-de-natal um BOP de superfície, enquanto um segundo poço submarino era colocado em produção através de uma árvore-de-natal “molhada”, a uma profundidade de 189 metros. Da árvore-de-natal submarina, a produção fluía para a Semi-submersível através de um sistema flexível de linhas de escoamento e *risers*, que incluía um umbilical de controle para comunicação entre a árvore-de-natal submersa e a plataforma. O óleo processado dos dois poços era transportado através de uma linha de escoamento e *risers* flexíveis até uma monobóia ancorada por um sistema de pilares em catenária (CALM – *Catenary Anchor Leg Mooring*). Uma segunda linha de escoamento e *riser* flexível era conectada entre as Semi-submersíveis, o que proporcionava uma capacidade de produção contínua.

Brasil. Uma evolução natural deste sistema foi a completa conversão das plataformas Semi-submersíveis de perfuração em unidades flutuantes de produção, que tem sido mundialmente seguido após esta primeira experiência de sucesso.

Paralelamente a utilização do EPS, foi desenvolvida a implantação de um Sistema Definitivo de Produção, que compreendeu o projeto, a fabricação, o transporte, a instalação e a montagem de 7 plataformas fixas de aço, de grande porte e, o projeto, a fabricação e o lançamento de aproximadamente 500 km de oleodutos rígidos no mar e 500 km em terra, para escoamento de óleo e gás.

Em 1.983, as plataformas do Sistema Definitivo de Exploração (SDE) da Bacia de Campos foram instaladas em LDA variando entre 110 e 175 metros e concebidas segundo dois tipos principais:

- Plataformas Centrais: Tipo de estrutura fixa de aço, cravadas por estacas, com 8 pilares. Utilizada para perfuração e produção de poços, sendo equipadas com plantas completas de processo da produção, sistema de tratamento e compressão de gás, sistemas de segurança e utilidades e acomodação de pessoal. A capacidade de produção dessas plataformas varia de 15.000 a 32.000 m<sup>3</sup>/d de óleo (95.000 a 200.000 bpd).
- Plataformas Satélites: Semelhantes às plataformas centrais, porém com a planta de processo da produção compreendendo apenas um estágio de separação primária de fluidos produzidos. A capacidade varia de 8.000 a 10.000 m<sup>3</sup>/d de óleo (50.000 a 63.000 bpd).

Em 1.984, o campo de Albacora foi descoberto seguido por: Marimbá (1.985), Marlim (1.985), Marlim Sul (1.987), Marlim Leste (1.987), Barracuda (1.989), Caratinga (1.989) e Roncador (1.996). Esses campos estão situados em lâminas d'água superiores a 300 metros (profundidades limite para o uso de mergulhadores na instalação, operação e manutenção de equipamentos submarinos), o que demandou o desenvolvimento de tecnologia pioneira.

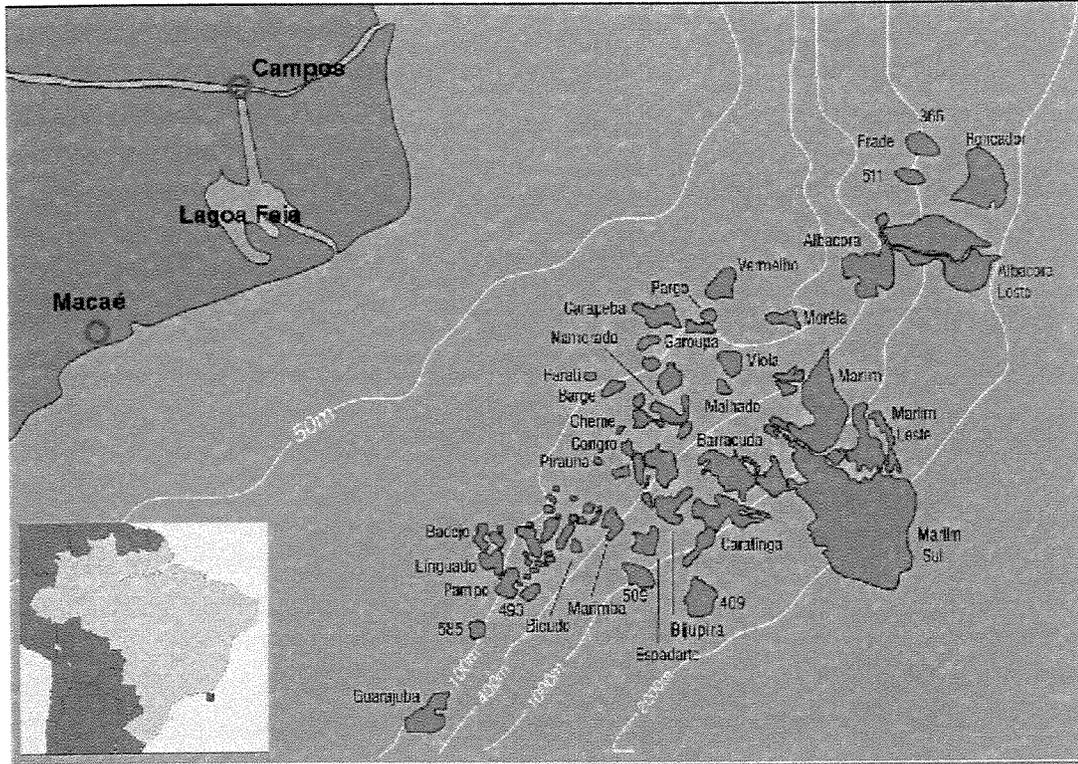


Figura 3.1.: Baía de Campos (Petrobrás, 2000).

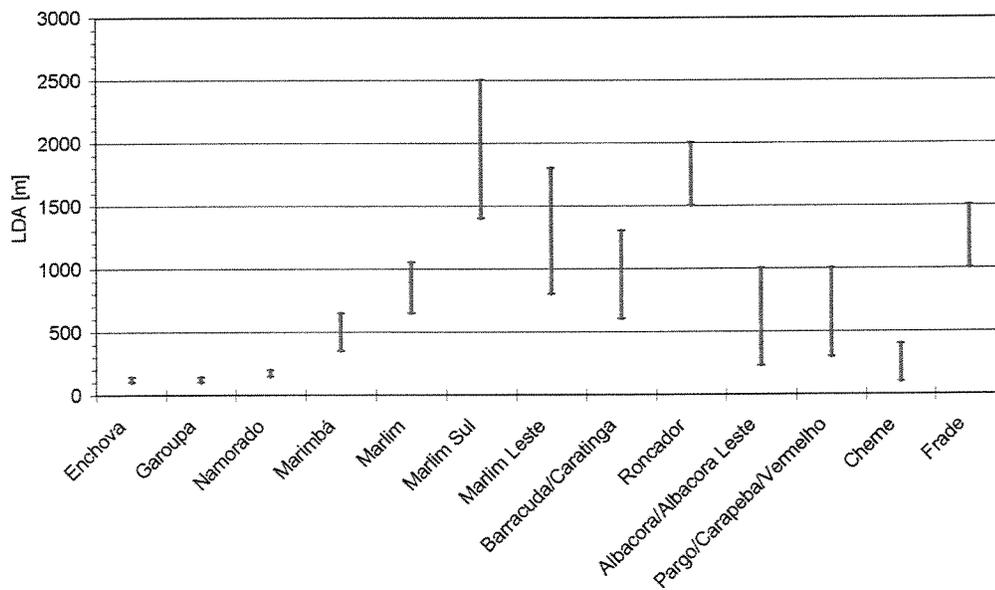


Figura 3.2.: Lâminas d'água dos principais campos da Baía de Campos.

### **3.3.1. Campo de Garoupa e Marimbá**

O campo de Garoupa conta com 23 poços produzindo 10 mil bpd de óleo e 300 mil m<sup>3</sup>/d de gás natural. Foi o primeiro campo a ser descoberto na Bacia de Campos, em 1.974, em LDA de 120 metros, quando ainda não se produzia a esta profundidade em nenhum país do mundo. Sua produção só iniciou-se em 1.979.

No campo de Garoupa, a plataforma PGP-1 tem importância estratégica na Bacia de Campos por centralizar o escoamento da produção das áreas norte (campos de Namorado, Cherne e Viola) e nordeste (campos de Pargo, Carapeba e Vermelho).

Já o campo de Marimbá, localizado em lâminas d'água que variam entre 350 e 650 metros, pode ser considerado um verdadeiro laboratório onde a tecnologia de produção em águas profundas criou o sistema flutuante de produção: plataforma semi-submersível. Neste campo, ele foi testado e colocado em produção.

Instalado em 1.986, o sistema consiste de uma plataforma semi-submersível (P-15) situada em LDA de 243 metros, que recebe e processa a produção de 11 poços com completção submarina. Em 1.985, um dos poços desse sistema, o 1-RJS-24 estabeleceu o recorde mundial de completção submarina a 385 metros. Em 1.988, o poço 3-RJS-376 entrou em produção em LDA de 492 metros, estabelecendo novo recorde mundial.

Atualmente, o campo de Marimbá conta com 18 poços produzindo cerca de 54 mil bpd de óleo e 745 mil m<sup>3</sup>/d de gás. Além disso, está em desenvolvimento um projeto de recuperação de óleo, avaliado em US\$ 395 milhões, com a perfuração de 15 novos poços. Isto possibilitará um incremento de produção de 106,9 milhões de barris ao longo de oito anos.

### **3.3.2. Campo de Marlim**

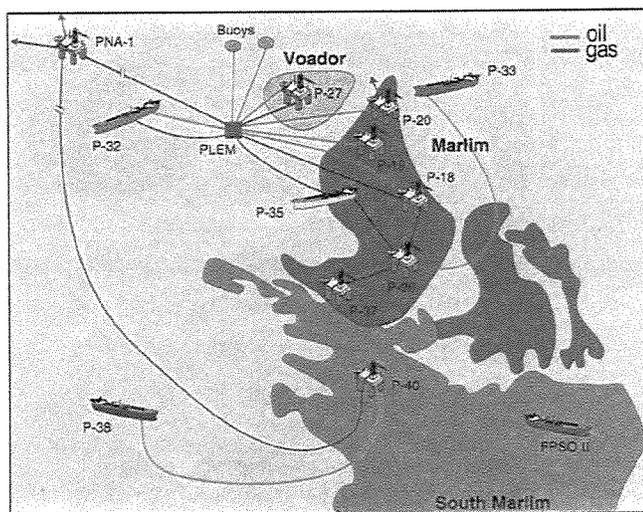
O campo de Marlim ocupa uma área de 132 km<sup>2</sup> localizado a 105 km da costa, com lâminas d'água variando de 650 a 1.050 metros. Descoberto em 1.985, sua produção foi iniciada em 1.991 através de um sistema 'pré-piloto'. Este sistema utilizava uma sonda de perfuração adaptada (P-13) ancorada em LDA de 625 metros, com 2 poços em produção, em 721 e 752 metros de LDA respectivamente e, uma monobóia para armazenamento de óleo.

O sistema piloto instalado em 1.992, que visava substituir o sistema pré-piloto, compreendia 10 poços submarinos interligados através de *risers*<sup>12</sup> flexíveis à plataforma semi-submersível (P-20) ancorada em LDA de 600 metros. O óleo era escoado para duas monobóias e o gás exportado através de gasoduto entre Albacora e Garoupa.

Devido à complexidade do projeto, o desenvolvimento foi dividido em duas fases (5 módulos).

A Fase I (módulos 1 e 2), de Marlim compreende 2 sistemas flutuantes de produção, baseados em plataformas semi-submersíveis (P-18 e P-19), com autonomia de processo, injeção de água, escoamento de óleo para a estação de tratamento de óleo em Cabiúnas e do gás para a plataforma PNA-1. Cada plataforma tem a capacidade de processar 100.000 bpd de óleo e 4,2 milhões m<sup>3</sup>/d de gás, além de sistema de injeção para 20.000 m<sup>3</sup>/d.

A Fase II (módulos 3, 4 e 5), que se iniciou em 1.995, está desenvolvendo as áreas sudeste e centrais do campo. Consiste da instalação de quatro unidades adicionais de produção, sendo uma plataforma semi-submersível (P-26) e três FPSO (P-32 – Visconde de Cairu; P-33 – Henrique Dias; P-35 – José Bonifácio). No total, o campo irá abranger 94 poços de produção e 51 de injeção para produzir 511.000 bpd de óleo e 5,9 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás.



**Figura 3.3.:Estágio final de desenvolvimento do campo de Marlim, que incluirá 7 FPP (Floating Production Platforms) e 1 FSU (Floating Storage Unit) (Petrobrás, 2.000).**

<sup>12</sup> *Risers* – Porção vertical de uma linha de escoamento para transporte do óleo/gás natural do poço até a plataforma.

## Bloco de Marlim Sul e Leste

O bloco de Marlim Sul foi descoberto em 1.987. Localizado a 110 km da costa nordeste do Estado do Rio de Janeiro. A LDA varia de 720 metros na área norte até 2.600 metros na área sul do campo. Cerca de 80% da área do campo está em LDA maiores que 1.200 metros.

Em 1.997, foi instalado um sistema de produção antecipada, composto pela unidade FPSO-II, em LDA de 1.420 metros, interligada a um poço produtor, a 1.709 metros de LDA. À época, este poço estabeleceu o recorde mundial de LDA para completção submarina.

O desenvolvimento do bloco será feito em duas fases.

A Fase I consiste no sistema de produção pré-piloto, com completção submarina. Este poço produz para a FPSO ancorada a LDA de 1.420 metros e a uma distância de 3.600 metros da cabeça do poço (**Figura 3.4**).

A Fase II consistirá de uma plataforma semi-submersível (P-40, antiga DB-100) atualmente em conversão, que será ancorada em LDA de 1.080 metros e atingirá uma produção de 150.000 bpd de óleo e 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás. Essa produção será exportada através de uma unidade de estocagem e transbordo (FSO), também em estágio de conversão (P-38). Esta fase irá abranger 1 ou 2 unidades de produção, dependendo de avaliações adicionais de do poço, sísmica, interpretação geológica e desempenho do sistema de produção antecipada.

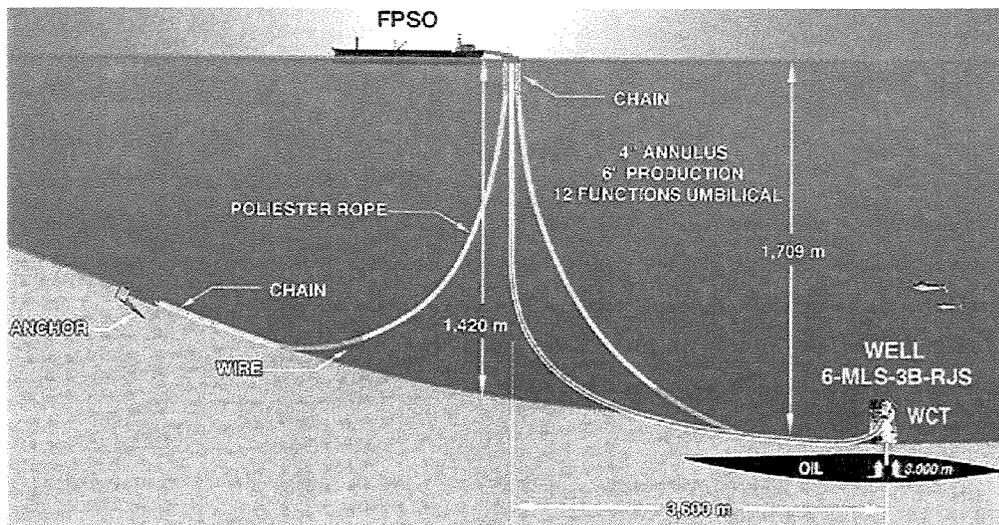


Figura 3.4.: Fase I do desenvolvimento do campo de Marlim Sul (Petrobrás, 2.000).

Nos próximos anos, a segunda fase do projeto deverá entrar em operação, sendo constituída de dois novos módulos, operando em reservatórios em LDA de 1.500 a 2.600 metros, respectivamente.

Para o bloco de Marlim Leste, está prevista a conexão de um poço desta área a alguma das unidades instaladas no complexo de Marlim, para levantamento de dados e um futuro desenvolvimento do campo.

### **3.3.3. Campos de Barracuda e Caratinga**

Os campos de Barracuda e Caratinga foram descobertos em 1.989. Estão localizados a sudoeste do campo de Marlim, em LDA de 600 a 1.300 metros. O projeto de desenvolvimento desses dois campos consiste de três fases:

1. Sistema de produção antecipada;
2. Sistema definitivo de Barracuda;
3. Sistema definitivo de Caratinga.

O Sistema de Produção Antecipada começou a produzir em 1.997 através da FPSO P-34 (PP Moraes) em LDA de 785 metros, devendo operar até a entrada do sistema definitivo em 2.001.

O Sistema Definitivo de Barracuda será composto de uma unidade de completação seca (P-41) ancorada em LDA de 815 metros, ligada a um FPSO (P-43) ancorada a 785 metros através de um Sistema de Ancoragem de Complacência Diferenciada. Deverão integrar o sistema 24 poços produtores e 17 injetores. A produção deverá atingir 175.000 bpd e 2,7 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás.

O Sistema Definitivo de Caratinga será composto de 1 FPSO (P-48) ancorado a 1.040 metros de LDA, a ser instalado em 2.002. O sistema compreenderá 13 poços produtores e 11 injetores, com uma produção de 100.000 bpd e 1,4 milhão m<sup>3</sup>/d de gás.

A produção desses 2 sistemas será exportada através das plataformas fixas PNA-1 (gás) e PNA-2 (óleo).

### 3.3.4. Campo de Roncador

Descoberto em 1.996, o campo de Roncador está localizado a 125 km da costa do Estado do Rio de Janeiro e possui reservas estimadas em 3 bilhões de barris de óleo e gás natural. Com uma área de 132 km<sup>2</sup>, situa-se em LDA de 1.500 a 2.000 metros. Está à nordeste do campo de Albacora e a leste do campo de Frade. O sistema piloto de Roncador está em produção desde 1.999. O plano de desenvolvimento compreende duas fases, com investimentos totais de US\$ 2 bilhões. Primeiramente, concentrar-se-á nas áreas norte e leste do reservatório; posteriormente, desenvolver-se-á a área sudoeste, com LDA variando de 1.500 a 1.800 metros.

Em 2.000, aconteceu o recorde de produção em profundidade em Roncador a LDA de 1.877 metros. A sua produção atual é de 90 mil bpd.

### 3.3.5. Campos de Albacora e Albacora Leste

O campo de Albacora ocupa uma área de 115 km<sup>2</sup> em LDA de 230 a 1.000 metros, suas reservas totalizam 550 milhões de barris de óleo e 11,7 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Já o campo de Albacora Leste, possui reservas de 700 milhões de óleo e 20 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

Seu desenvolvimento foi dividido em três fases. Cada fase foi usada para fornecer informações, testar novos conceitos e permitir fluxo de caixa inicial para financiar as fases seguintes.

Na Fase 1 (Sistema Piloto/1.987), este sistema compreendeu 6 poços conectados a um *manifold*<sup>13</sup> submarino, produzindo para uma Unidade Flutuante de Produção, Armazenagem e Descarregamento (FPSO-PP Moraes) e monobóia CALM, numa configuração de *Single Buoy Storage* (SBS – rigidamente conectada ao navio tanque), ancorados a 230 metros de LDA. Os transbordos de óleo foram conduzidos através da monobóia SBS para um navio tanque, ligado a uma segunda monobóia. A profundidade de água dos poços submarinos variava de 252 a 335 metros. A monobóia SBS usada nesse sistema estabeleceu novo recorde mundial naquela época.

Na Fase 1A (1.990), outros 11 poços e um segundo *manifold* submarino foram adicionados ao Sistema Piloto, totalizando 17 poços de produção. A LDA máxima que os poços

---

<sup>13</sup> *Manifold* – Conjunto de tubulações e válvulas por onde o fluido de uma ou mais fontes é seletivamente selecionada para um ou vários sistemas e/ou componentes.

de produção atingiram foi de 450 metros. Uma segunda monobóia foi adicionada a fim de evitar interrupção na produção durante as mudanças de navio tanque.

A Fase 2 (1.996) abrange 46 novos poços escoando através de 5 *manifolds* para dois sistemas flutuantes de produção (P-25, plataforma semi-submersível, e P-31, FPSO), cada um com capacidade de processamento de 100.000 bpd. O óleo é exportado por monobóia e o gás por gasoduto.

O sistema abrange 63 poços (57 de produção e 6 de injeção), 7 *manifolds* submarinos e deverá produzir 170.000 bpd de óleo e 4,5 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás.

### **3.3.6. Campos de Pargo, Carapeba e Vermelho**

O desenvolvimento do pólo nordeste da bacia de Campos, abrangendo este três campos começou a ser realizado em 1.989 com 7 plataformas. O potencial do pólo só foi conhecido em 1.984 com a descoberta de reservatórios em águas profundas, com LDA de 300 a 1.000 metros. A produção é de cerca de 70 mil bpd de óleo e 300 mil m<sup>3</sup>/d de gás natural.

Seis plataformas fixas estão instaladas na área – captando a produção de 78 poços. Um programa de ampliação da produção está em andamento, estimado em US\$ 55 milhões, para gerar 62,9 milhões de barris ao longo de 10 anos, o que permitirá a extensão da vida útil do campo em 10 anos (2.007 – 2.017).

### **3.3.7. Campos de Cherne e Frade**

Em operação desde 1.983, o campo de Cherne produz pouco mais de 27 mil bpd de óleo e uma quantidade inexpressiva de gás natural. Com um projeto de injeção de água nos 30 poços existentes, espera-se agregar 16 milhões de barris ao longo de cinco anos. O projeto exigirá investimentos na ordem de US\$ 33 milhões e permitirá estender o tempo de vida útil do campo (Petrobrás, 2.000).

O campo de Frade deverá consumir investimentos da ordem de US\$ 1,4 bilhões para produzir 125 mil bpd de óleo através de 33 poços (22 produtores e 11 injetores). Possui reservas estimadas em 430 milhões de barris de petróleo e 4,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, localizados em LDA entre 1.000 e 1.500 metros (Texaco, 2.000).

### 3.3.8. Campo de Espadarte

O campo de Espadarte, em LDA que variam de 800-940 metros, está localizado a leste dos campos de Bonito e Bicudo, ao sul do campo de Marimbá. Está em desenvolvimento através de uma FPSO equipada por SBM. A vida do campo está estimada em 13 anos, onde se desenvolveram 21 poços de produção e 9 de injeção.

O estaleiro de Keppel em Singapura ficou encarregado pela conversão da FPSO VI para o campo de Espadarte. A FPSO Espadarte mede 344 metros de comprimento e 52 metros de largura. Sua profundidade é de 29 metros e o seu calado é de 22 metros. A capacidade de armazenamento de óleo é de 1,9 milhões de barris. A capacidade produção é de 100.000 bpd de óleo e 50.000 bpd de água. A sua capacidade de tratamento e compressão de gás é de 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/d, podendo injetar 110.000 bpd de água.

Os *topsides* da FPSO possuem 17 módulos separáveis localizados ao longo do sistema central de tubulações. Depois de instalados, a monobóia foi então localizada e o *turret* afixado ao casco da embarcação. O *turret*, construído em Abu Dhabi, possui 30 metros de altura, 17 metros de diâmetro e pesa mais que 1.000 ton. Foi projetado para comportar mais de 45 *risers* flexíveis, incluindo umbilicais e cabos elétricos.

O *swivel* inclui uma entrada para injeção de água de 12 polegadas (in); uma entrada para produção de óleo de 14 in; uma entrada para água contra incêndios de 10 in; uma entrada para teste de produção de 8 in; duas entradas de 6 in para exportação de gás ou *gas lift*; duas conexões elétricas (potência e controle); duas conexões hidráulicas ou utilidades.

A partir das descobertas iniciadas em 1.974, a Bacia de Campos assumiu a posição de principal província petrolífera do país. Nessa área existem hoje 37 campos produzindo cerca de 880.000 bpd de óleo (76% da produção nacional) e 15 milhões m<sup>3</sup>/d de gás (47%) através de 14 unidades fixas e 22 flutuantes.

Conclui-se que em 31 anos de atividades *offshore*, a produção no mar tornou-se vital para o Brasil, passando a responder por cerca de 80% do total produzido no país no início de 1.999, ou seja: cerca de 1 milhão de bpd provenientes de 74 plataformas fixas e 23 flutuantes. Nesse período, a Petrobrás instalou, ainda, mais de 300 árvores-de-natal submarinas, 40 *manifolds* submarinos e 5.000 km de linhas flexíveis, rígidas e umbilicais de controle.

Espera-se aumento significativo nas atividades nos próximos dois anos, com a instalação de 12 novas unidades flutuantes de produção e mais de 180 árvores-de-natal, 6 *manifolds* e 1.900 km de linhas e umbilicais.

### 3.4. Bacia de Santos

Desde 1.971 foram perfurados na Bacia de Santos mais de 100 poços exploratórios, sendo 29 realizados por seis consórcios que englobavam 12 companhias estrangeiras atuando sob contratos de risco em 22 blocos, incluindo cinco das principais operadoras mundiais. Neste processo foram investidos US\$ 851,4 milhões (US\$ 267,1 milhões pelas companhias sob o contrato de risco). O resultado foi a descoberta de reservas totais de 110,7 milhões boe<sup>14</sup>. Nesta etapa, em 1.984, foi descoberto o campo de gás em Merluza com volumes recuperáveis de 71 milhões boe (80% de gás), dos quais 28 milhões já foram produzidos.

As descobertas seguiram-se:

- Em 1.988, o campo de Tubarão;
- Em 1.990, os campos de Estrela do Mar e Coral;
- Em 1.992, o campo de Caravela;
- Em 1.994, o campo de Caravela do Sul.

Além destes campos, descobriram-se duas grandes acumulações de óleo em águas profundas: uma gigante de óleo pesado ao norte da bacia, em 1.994; e outra na região central da bacia, em 1.995, com óleo leve, porém, sub-comercial devido à qualidade do reservatório.

Em julho de 1.999, descobriu-se óleo no nordeste da Bacia de Santos, em um poço pioneiro localizado a cerca de 300 km da cidade de São Sebastião, no litoral paulista. A avaliação da descoberta revelou óleo de boa qualidade (35°API<sup>15</sup>), mas em águas ultraprofundas.

---

<sup>14</sup> boe – Barris de óleo equivalente. Normalmente usado para expressar volumes de petróleo e gás natural na mesma unidade de medida (barris) pela conversão do gás à taxa de 1.000 m<sup>3</sup> de gás para 1 m<sup>3</sup> de petróleo. 1 m<sup>3</sup> de petróleo = 6,289941 barris de petróleo.

<sup>15</sup> Grau do *American Petroleum Institute* (°API) – Forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Petróleos com grau API maior que 30 são considerados leves; entre 22° e 30° API, são médios; abaixo de 22° API, são pesados; com grau API igual ou inferior a 10°, são petróleos extrapesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado.

Cálculos preliminares indicaram volumes recuperáveis potenciais de óleo da ordem de 600 a 700 milhões de barris, a serem comprovados com a continuidade dos trabalhos exploratórios (Petrobrás, 2.000).

No sul da bacia descobriram-se outros quatro campos, com reservas de 110 milhões boe.

### **3.5. Bacias do Rio Grande do Norte e Ceará**

Em junho de 1.999, o campo de Pescada, no litoral do Rio Grande do Norte, entrou em operação com uma plataforma produzindo aproximadamente 2 mil bpd de óleo e 400 mil m<sup>3</sup>/d de gás natural. Junto ao campo de Arabaiana, quando foi concluída a instalação de 6 plataformas, a produção elevou-se para 8 mil bpd de óleo e 1,8 milhões m<sup>3</sup>/d de gás natural. No projeto de desenvolvimento da área foram aplicados US\$ 250 milhões.

Novas perfurações iniciaram em 1.999, no litoral do Ceará, a oeste do campo de Atum. A área conta com 128 poços.

### **3.6. Bacia Amazônica**

Possui apenas um campo produtor de óleo, Urucu, de onde são extraídos 35,2 mil bpd de óleo e 1,88 milhões m<sup>3</sup>/d de gás natural. Com o processamento desse gás são obtidos aproximadamente 130 ton/d de gás de cozinha (GLP). A produção de Urucu é escoada através de poliduto e gasoduto até o terminal fluvial de Solimões e, então, por balsas até as refinarias de Manaus a 600 km.

As reservas totais da região chegam a 156,9 milhões de barris de óleo e 88,1 bilhões de m<sup>3</sup> de gás de natural (ANP, 2.001). O projeto de desenvolvimento de Urucu, que incluiu o poliduto entre o campo e o terminal fluvial, absorveu aproximadamente R\$242 milhões, onde R\$100 milhões foram utilizados na construção do terminal e R\$142 milhões no gasoduto (280 km). A conclusão do projeto possibilitou o aumento da produção para 55 mil bpd de óleo e 1,8 milhões de m<sup>3</sup>/d.

### **3.7. Bacia do Espírito Santo**

Os campos de Peroá e Cangoá, localizados em águas rasas no litoral do Espírito Santo, juntos correspondem a 85,2% das reservas de gás natural do Estado, têm previsão de início de

produção em 2.002. Inicialmente, a produção seria de 1,5 milhão de m<sup>3</sup>/d, produção suficiente para atender a termoelétrica de 150 MW a ser construída na região norte do Estado.

O campo de Cangoá foi descoberto em 1.988 e, Peroá em 1.996. No início de 1.999, foram constatadas mais 2,5 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural às reservas já avaliadas dos dois campos, atingindo o volume total de 7,5 bilhões. No total, o Estado possui reservas de 8,8 bilhões de m<sup>3</sup>.

O campo de Cação possui duas plataformas fixas, em águas rasas, que serão, provavelmente, as primeiras plataformas brasileiras a serem descomissionadas (Petrobrás, 2.001).

### 3.8. Exploração e Produção em Números

Quando avaliando o meio ambiente petrolífero *offshore*, ele pode ser distribuído em quatro categorias de acordo com a sua profundidade:

- Rasas: estruturas localizadas na plataforma continental (LDA entre 0 e 100 metros);
- Moderadas: estruturas localizadas na e além da plataforma continental (LDA entre 101-400 metros);
- Profundas: estruturas localizadas em águas profundas (LDA entre 401 e 1.000 metros);
- Ultraprofundas: estruturas localizadas em LDA acima dos 1.001 metros.

As reservas provadas brasileiras, segundo a ANP, totalizam 222,3 bilhões de m<sup>3</sup>, sendo que 1,3 bilhões correspondam ao petróleo e ao condensado<sup>16</sup> e, 221 bilhões de gás natural. No que se refere às reservas totais: 362,8 bilhões de m<sup>3</sup>. Desses 2,1 bilhões referem-se ao petróleo e ao condensado e 360,8 bilhões de m<sup>3</sup> ao gás natural (ANP, 2.001).

Desde a primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos, Rio de Janeiro em 1.974, o Brasil vem tentando tornar-se auto-suficiente em petróleo.

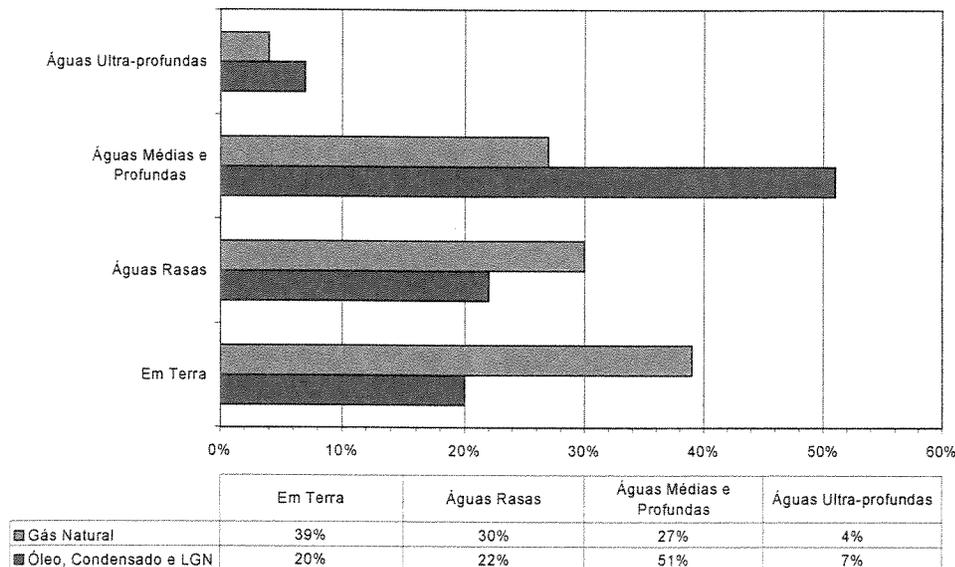
Em 1.999, a indústria brasileira de petróleo e gás proporcionou 27,3% da demanda do país em energia primária, o que corresponde a 65,4% da sua necessidade de óleo, acumulando mais

---

<sup>16</sup> Condensado – Líquido do gás natural, obtido no processo de separação normal de campo, que é mantido na fase líquida nas Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTP).

de US\$170 milhões em *royalties* e impostos (MME, 2.000). O nível de produção de óleo e gás contribuiu com 0,154 toneladas de óleo equivalente /  $10^3$ US\$(1.999) (ANP, 2.000) no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro.

No ano de 2.000, a Petrobrás teve uma produção média de 1,3 milhão bpd, contra a demanda de aproximadamente 1,8 milhões. Existe, portanto, um déficit de 500 mil bpd que é compensado pela importação. Só a Bacia de Campos produz 1 milhão de bpd. Os 300 mil bpd restantes são provenientes das Bacias da Amazônia, Rio Grande do Norte/Ceará, Sergipe/Alagoas, Bahia, Espírito do Santo e Santos. Cabe destacar a contribuição dos campos em águas médias, profundas e ultraprofundas que, hoje, respondem por cerca de 58% da produção nacional (**Figura 3.5**) (Petrobrás, 2.001).



**Figura 3.5.: Distribuição da produção de óleo, LGN<sup>17</sup>, condensado e gás natural segundo a profundidade de lâmina d'água (Petrobrás, 2.001).**

No final de 2.000, estavam em produção 239 campos de óleo e gás, utilizando 94 instalações, compostas de sistemas de produção subestruturas de aço, concreto e flutuantes. As instalações brasileiras mais antigas são as plataformas tipo jaquetas, geralmente de maior escala, presentes na região nordeste da plataforma continental brasileira. Enquanto na região sudeste,

<sup>17</sup> Líquido de Gás Natural (LGN) – Parte do gás natural que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura na superfície, obtida nos processos de separação de campo, em unidades de processamento de gás natural ou em operações de transferência em gasodutos.

localizam-se os sistemas de produção flutuante. Aproximadamente, 79% da produção brasileira de óleo e gás é proveniente de campos *offshore*. Destes, 61,5% são sistemas de produção em lâmina d'água (LDA) superiores a 400 metros (**Figura 3.5**). O sistema de tubulações constitui de 5.572 km (*onshore* e *offshore*), transferindo óleo (2.875 km) e gás (2.209 km) de 7.896 poços localizados *onshore* (89,9%) e *offshore* (10,1%) (Petrobrás, 1.999).

É dentro do cenário apresentado neste capítulo (observe também **Tabela 3.2** e **Tabela 3.3**) que a indústria nacional de petróleo e gás lidará com o processo de descomissionamento quando seus campos produtores atingirem o final de suas vidas produtivas.

Uma vez que apenas recentemente a indústria nacional de petróleo iniciou seus estudos internos sobre o assunto, as informações – sobre qual será o destino final das instalações em final de vida útil– ainda são limitadas.

**Tabela 3.2: Características da indústria petrolífera nacional (Petrobrás, 2.001).**

CARACTERÍSTICAS	1.998	1.999	2.000
Reservas totais [bilhões de boe]	17,3	17,8	17,8
Óleo e condensado [bilhões de barris]	14,3	14,5	14,5
Gás natural [bilhões boe]	2,7	3,3	3,3
Reservas provadas [bilhões boe]	9,1	10,1	9,8
Produção média [mil boe/d]	1.238	1.404	1.566
Óleo e LGN [mil bpd]	1.004	1.131	1.270
Gás natural [milhões m³]	31,1	32,5	40,0
Consumo nacional [mil bpd]	1.608	1.582	
Poços produtores Óleo e gás natural	7.231	8.499	7.370
<i>Onshore</i>	6.573	7.583	6.715
<i>Offshore</i>	658	916	655
Plataforma em produção	92	94	94
Fixas	72	74	69
Flutuantes	20	23	25
Oleodutos	12.104	15.330	16.361
Gás natural	4.244	7.500	7.661
Terminais em operação	53	53	53
Marítimos privados	10	10	10
Fluviais privados	3	3	3
Marítimos, fluviais e lacustres	11	11	11
Terrestres	29	29	29
Capacidade de armazenamento [10 <sup>6</sup> barris]	64	66	64

Tabela 3.3.: Características de 29 sistemas de produção offshore brasileiros (World Oil, 1.999).

	FPSO	PETROBRAS XXXI	PETROBRAS XXXII	PETROBRAS XXXIII	PETROBRAS XXXIV	PETROBRAS XXXV
Projetada por	IESA, Brasil/SOFEC	UTC, Brasil/Bluewater	Hyundai, Coréia/IMODCO	IVI/SOFEC	Marítima/MODEC/IMODCO	
Construída por	IVI, Brasil	Astilleros Espanoles S.A.	Hyundai, Coréia	IVI, Brasil	Hyundai, Coréia	
Origem	Conversão; Antes Vidal de Negreiros	Conversão; Antes Cairu	Conversão; Antes VLCC Henrique Dias	Conversão; Antes Prudente de Moraes	Conversão; Antes VLCC José Bonifácio	
Status	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação	
País	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	
Operadora	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	
Campo	Albacora fase II	Marlim	Marlim	Barracuda	Marlim	
Desenvolvimento	35 poços submarinos (29 prod., 6 injec.)	Unidade de tratamento de óleo cru para Marlim	10 poços submarinos (6 prod., 4 injec.)	11 poços submarinos	26 poços submarinos (18 prod., 8 injec.)	
LDA [m]	330	163 (Em operação)	779	823 (Em operação)	854	
Ventos/tempestades	100-anos	100-anos	100-anos	50-anos	100-anos	
Altura das ondas [m]	11	N/A	11	N/A	11	
Acomodações	100	42	60	60	60	
Comprimento [m]	337	337	336	240	337	
Largura [m]	55	54	54	26	54	
Profundidade [m]	28	28	28	17	28	
Calado [m]	22	22	22	13	21	
Carga máxima total [ton.]	282.823	283.000	279.000	52.000	270.358	
Heliporto	Comporta Sikorsky S-61N	Comporta Sikorsky S-61N	Comporta Sikorsky S-61N	Comporta Sikorsky S-61N	Comporta Sikorsky S-61N	
Óleo cru [bpd]	100.000	Não há	50.000	60.000	100.000	
Tratamento de óleo [bpd]	200.000	150.000	Não há	Não há	Não há	
Gás natural [MMcfd]	102,4	Não há	51,57	35,0	107,1	
Compressão de gás [MMcfd]	153,6	Não há	71,43	21,0	107,1	
Gas lift [MMcfd]						
Água produzida [bpd]	N/A	Não há	Não há	Não há	Não há	
Injeção de água [bpd]	22.000	Não há	50.000	Não há	100.000	
Produto Exportado	Óleo cru & gás	Óleo cru	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	
Armazenagem de óleo cru [bbbl]	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	
Ancoragem	Turret interno, 8-pontos, corrente-cabo-corrente	Turret interno, 8-pontos, corrente-cabo-corrente	Turret interno, 8-pontos, corrente-cabo-corrente	Turret interno, 6-pontos, corrente-polléster-corrente	Turret interno, 8-pontos, corrente-cabo-corrente	
Sistema de Riser	Flexível, free-hanging	Flexível, lazy-S	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	
Potência Principal	Dois turbinas a vapor	Dois turbo geradores	Dois turbinas a vapor	Três 1.500-KW gás turbinas	Dois - turbinas a vapor	
Propulsão	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	
Guindastes	Três unidades	Duas unidades	Três unidades	Três unidades de 15 ton.	Três unidades	

	FPSO	PETROBRÁS XXXVII	SEILLEAN	FPSO II	FPSO VI
	Projetada por	Maritima/Projemar/Bluewater	Harland & Wolff	SBM, Inc.	SBM, Inc.
	Construída por	Jurong, Singapura	Harland & Wolff	MHI Nagasaki; Convertido por Keppel, Singapura	MHI Nagasaki; Convertido em FPSO em Astilleros, Espanha
	Origem	Conversão; Antes Friendship	Nova construção	Conversão; Antes Mariblanco, Toyama Maru	Conversão; Antes Berge Pilot, Beautrivage
	Status	Sob conversão	Em operação	Em operação	Sob atualizações
Localização	País	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil
	Operadora	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás
	Campo	Programado para Marlim	Roncador	Marlim Sul	Programado para Espadarte
	Desenvolvimento	26 poços submarinos (20 prod., 5 injec.)	Um/Duas poços submarinos	Duas poços submarinos	30 poços submarinos (21 prod., 9 injec.)
Desempenho	LDA [m]	899	2.009 (max. em projeto)	1.420 (Em operação)	950
	Ventos/tempestades	100-anos	N/A	N/A	N/A
	Altura das ondas [m]	35	N/A	N/A	N/A
Embarcação	Acomodações	N/A	66	90	80
	Comprimento [m]	335	250	270	334
	Largura [m]	54	37	42	52
	Profundidade [m]	28	20	22	28
	Calado [m]	22	11	17	21
	Carga máxima [ton.]		55.667	127.000	285.000
Processamento	Heliporto	Capacidade Sikorsky S-61N	Capacidade S-61N	Capacidade S-60	Capacidade Bell 212 ou equivalente
	Óleo cru [bpd]	150.000	20.000	30.000	100.000
	Tratamento de óleo [bpd]				
	Gás natural [MMcfd]	162,2	12,0	6,5	88,0
	Compressão de gás [MMcfd]	162,2	N/A	N/A	N/A
	Gas lift [MMcfd]	N/A	10,0	N/A	N/A
	Água produzida [bpd]	N/A	15.000	4.000	N/A
	Injeção de água [bpd]	200.000	N/A	Não há	N/A
	Produto Exportado	Óleo cru & gás	Óleo cru	Óleo cru	Óleo cru
	Armazenagem de óleo cru [bbbl]	2.000.000	306.000	828.300	1.900.000
Ancoragem	Turret interno, 8-pontos, corrente-cabo-corrente	Posicionamento dinâmico	CALM e yoke rígido	N/A	
Sistema de Riser	Flexível, free-hanging	Riser prod. rígido	Dois flexíveis, lazy S, 3x4-in. umbilicais; Dois prod.; Dois gas lift	N/A	
Potência Principal	N/A	Três motores diesel 4.200-kw; Três turbinas a gás 3.300-kw	Dois geradores a vapor de 750-kw	Um dual-fired marine W/T caldeira; Um H.O.-fired marine, W/T caldeira aux.	
Propulsão	Não há	2 thrusters; 6,5 kt; 7 thrusters de 3,0 MW disponível para DP	Não há	Turbinas a vapor	
Guindastes	Três unidades	Quatro unidades	Um guindaste de carga hidráulico	Um guindaste de carga	

	SEMI-SUB	PETROBRÁS VII	PETROBRÁS VIII	PETROBRÁS IX	PETROBRÁS XII	PETROBRÁS XIII
Projetada por	Aker Engineering	CENPES	Mitsui Engineering, Japão	Mitsui Engineering, Japão	Mitsui Engineering, Japão	CFEM/UIIE
Construída por	IVI (Ishibras Shipyard), Rio de Janeiro	Tenenge SA, Niterói, Brasil	Mitsui Engineering, Japão	Mitsui Engineering, Japão	Mitsui Engineering, Japão	N/A
Origem	Conversão; Antes Bendoran; Atlantic II	Conversão; Antes Songa Star	Conversão; Antes--N/A	Conversão; Antes--N/A	Conversão; Antes--N/A	Conversão; Antes--N/A
Status	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação
País	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil
Operadora	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás
Campo	Bicudo	Marimbá	Corvina	Linguado	Bijupirá/Salema	Bijupirá/Salema
Desenvolvimento	12 poços submarinos (12 prod., 0 injec.)	? poços submarinos	? poços submarinos	17 poços submarinos	4 poços submarinos	4 poços submarinos
LDA [m]	209 (Em operação)	424 (Em operação)	366 (Em operação)	366 (Em operação)	701 (Em operação)	701 (Em operação)
Ventos/tempestades [m/s]	100	100-year	N/A	N/A	97	97
Altura das ondas [m]	30	6	N/A	N/A	32	32
Acomodações	80	120	94	94	100	100
Comprimento [m]	102	108	108	108	102	102
Largura [m]	67	67	67	67	69	69
Alt. deck principal[m]	37	37	37	37	27	27
Carga Deck [ton.]	N/A	2.369	6.030	6.030	2.900	2.900
Heliporto	Capacidade Sikorsky S-61N	24m x 24m	24m x 24m	24m x 24m	26m x 20m	26m x 20m
Óleo cru [bpd]	50.000	50.000	25.000	50.000	18.000	18.000
Gás natural [MMcfd]	53,0	46,0	21,0	35,0	10,6	10,6
Compressão de gás [MMcfd]	19,8	53,0	21,0	35,0	10,6	10,6
Água produzida [bpd]	Não há	Não há	2.580	N/A	Não há	Não há
Injeção de água [bpd]	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há
Produto Exportado	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás
Armazenagem de óleo cru [bb]	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há
Ancoragem	Corrente 8-pontos	4 x molinete duplos	4 x molinete duplos	4 x molinete duplos	8-pontos, corrente & cabos	8-pontos, corrente & cabos
Sistema de Riser	Flexível, free-hanging; 1 prod; 4 exp.; 1 gas lift; 2 controle	Flexível, com 56 conexões, 8in. e 10in.	Flexível, free-hanging, 21 conexões, 6in. e 10in.	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging (óleo), 8in. e 9,5in.	Flexível, free-hanging; 4in. (óleo), 8in. e 9,5in.
Capacidade de perfuração	Aker H-3; Prof. 7.620 [m]	Não há	Aker H-3; Prof.6.096 [m]	Aker H-3; Prof. 6.096 [m]	THP 2800; Prof. 7.620 [m]	THP 2800; Prof. 7.620 [m]
Potência Principal	Três EMD AB-20-6 2.625-kW; Três EMD 16-645-E8	Quatro NEBB WAB 1240 D8 2.150-kW, Dois motores 1.700hp	Quatro GM EMD AB20-6s 2.625-kW; Quatro EMD 16-645-E8s 2.200-kW	Quatro EMD AB-20-6s 2.625-kW; Quatro EMD 16-645-E8s 2.200-hp	Três EMD AB-20-6 1.500-kW; Um KATO 500-kW	Três EMD AB-20-6 1.500-kW; Um KATO 500-kW
Propulsão	Dois motores de 1.700hp	Dois motores 1.700hp	Três motores 800hp	Três motores 800hp	Não há	Não há
Guindastes	Duas unid. 50-ton.	Duas unid. 40-ton.	Duas unid. 60-ton.	Duas unid. 60-ton.	Duas unid. 60-ton.	Duas unid. 60-ton.

	SEMI-SUB	PETROBRAS XIV	PETROBRAS XV	PETROBRAS XVI	PETROBRAS XVIII	PETROBRAS XIX
	Projetada por	CFEM	Mitsubishi	Ultratech/Tenenge/KMT, Norway	GVA	IVI/Sadevigesa consortium
	Construída por	N/A	N/A	Astilleros Espanolas	Tenenge/FELS	IVI/Sadevigesa consortium
	Origem	Conversão; Antes--N/A	Conversão; Antes--N/A	Conversão; Antes--Iliad	Newbuild	Conversão; Antes-- Arethusa Winner; Treasure Stawinner; Penrod 78
	Status	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação
Localização	País	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil
	Operadora	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás
	Campo	Caravela	Piraúna	Marlim	Marlim	Marlim
	Desenvolvimento	2 poços submarinos	11 poços submarinos	26 poços submarinos (17 prod., 9 injec.)	27 poços submarinos (16 prod., 11 injec.)	19 poços submarinos (12 prod., 7 injec.)
	LDA [m]	1,200 (Em operação)	1,640 (Em operação)	3,180	3,281 (Em operação)	2,500 (Em operação)
Desempenho	Ventos/tempestades [m/s]	97	N/A	100-anos	99	100-anos
	Altura das ondas [m]	32	N/A	11	32	11
	Acomodações	100	106	100	130	88
	Comprimento [m]	92	105	92	97	102
	Largura [m]	69	67	70	85	70
Embarcação	Alt. deck principal[m]	27	35	37	44	43
	Carga Deck [ton.]	2.900	5.500	8.000	6.905	3.000
	Heilporto	28m x 20m	24m x 24m	Capacidade Sikorsky S-61N	Capacidade Sikorsky S-61N	N/A
Processamento	Óleo cru [bpd]	10.000	40.000	100.000	100.000	100.000
	Gás natural [MMcfd]	17,6	35,0	107,14	67,8	71,43
	Compressão de gás [MMcfd]	Não há	21,0	107,14	67,8	71,43
	Água produzida [bpd]	Não há	Não há	N/A	50.320	N/A
	Injeção de água [bpd]	Não há	Não há	150.000	150.960	150.000
	Produto Exportado	Óleo cru	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás
	Armazenagem de óleo cru [bb]	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há
	Ancoragem	8-pontos correntes e cabos	4 x molinete duplos Mitsubishi	16-pontos poliéster-corrente	8-pontos correntes e cabos	16-pontos poliéster-corrente
	Sistema de Riser	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging
	Capacidade de perfuração	THP 2800; Prof. 7.620 [m]	MD 503; Prof. 8.230 [m]	Não há	Não há	Não há
	Potência Principal	Três geradores 1.500-kW; Um KATO 500-kW	Três geradores 1.500- kW	Três turbo geradores 2.500- kW	Dois AC 12.000kW; Dois AC 800kW	Dois turbo geradores
	Propulsão	Não há	Três motores 800-hp	Não há	Não há	Quatro screws
	Guindastes	Dois American Hoist 9750 60-ton.	Dois American Hoist 9750 60-ton.	Dois unid. 65-ton.	Dois Weatherford OM 1600 25-ton.	Dois National OS-435

	SEMI-SUB	PETROBRAS XIV	PETROBRAS XV	PETROBRAS XVI	PETROBRAS XVIII	PETROBRAS XIX
Projetada por	Petrobrás/CENPES	Earl & Wright	Petrobrás/Earl & Wright	Aker Omega	Petrobrás	
Construída por	Mendes Júnior	Montreal Engineering, Rio de Janeiro	N/A	Chiles Offshore, Galveston, Texas	Ultratec-UTC, Brasil	
Origem	Conversão; Antes--Fortuna Uglund	Conversão; Antes--Sedco Staffo	Conversão; Antes--Sedco 135F	Conversão; Antes--Intrepid; Penrod 72	Conversão; Antes--Zapata Arctic	
Status	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação	Em operação	
País	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	
Operadora	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	
Campo	Marlim	Marimbá Leste	Moreia	Albacora fase I	Albacora fase II	
Desenvolvimento	10 poços submarinos	6 poços submarinos	8 poços submarinos	19 poços submarinos (19 prod., 0 injec.)	29 poços submarinos (29 prod., 0 injec.)	
LDA [m]	639 (Em operação)	686 (Em operação)	183 (Em operação)	610 (Em operação)	579 (Em operação)	
Ventos/tempestades [m/s]	N/A	N/A	100	N/A	100-anos	
Altura das ondas [m]	N/A	N/A	55	N/A	35	
Acomodações	126	100	90	95	100	
Comprimento [m]	97	80	96	71	97	
Largura [m]	99	67	84	76	95	
Alt. deck principal[m]	41	34	51	37	41	
Carga Deck [ton.]	2.334	1.150	4.950	2.500	N/A	
Heliporto	Capacidade Boeing Chinook	Capacidade Sikorsky S-61N	Capacidade Sikorsky S-61N	Capacidade Sikorsky S-61N	84 m by 83 m	
Óleo cru [bpd]	50.000	40.000	10.000	60.000	100.000	
Gás natural [MMcfd]	42,0	42,4	7,06	40,0	114,77	
Compressão de gás [MMcfd]	42,0	Não há	3,7	5,0	247,2	
Água produzida [bpd]	Não há	Não há	Não há	3.700	N/A	
Injeção de água [bpd]	Não há	Não há	Não há	Não há	N/A	
Produto Exportado	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	
Armazenagem de óleo cru [bbbl]	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	
Ancoragem	12-pontos corrente-cabos	8-pontos corrente-cabos	9-pontos correntes	8-pontos corrente-cabos	12-pontos corrente-cabos	
Sistema de Riser	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível	
Capacidade de perfuração	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	
Potência Principal	Quatro Stromberg 12/854 3.000-kW; Dois 4.000-kW	Dois English Electric 1.200-kW AC	Dois AC 980-kW; Quatro DC	Dois AC A20T-24 1.500-kW; Um A20-C1 1.500-kW	Quatro geradores 1.500-kW	
Propulsão	Quatro thrusters 3.250-hp	Não há	Não há	Não há	6.400 bhp	
Guindastes	Um Liebherr 100-ton.; Um Liebherr 50-ton.	Dois Clark & Chapman 31-ton.	Um 43-ton.; Um 35-ton.	Um 74-ton.; Um 45-ton.	Dois 60-ton.; Uma 43-ton.	

	SEMI-SUB	PETROBRAS XXVII	PETROBRAS XXXVI	PETROBRAS XL	ATLANTIC ZEPHYR	SEDCO 135-D
Localização						
Projetada por	FELS/Odebrecht	Marítima/AMEC, UK	IESA/PROJEMAR, Brasil	Breit Engineering	Earl & Wright	
Construída por	FELS/Odebrecht	Davie, Canada	Jurong Shipyard, Singapore	Bethlehem Steel, Beaumont, Texas, USA	Rotterdam Dry Dock	
Origem	Conversão; Antes--Pardrill 71/Penrod 71	Conversão; Antes--Spirit of Columbus	Conversão; Antes--DB-100	Conversão; Antes--Ocean Zephyr	Conversão; Antes--N/A	
Status	Em operação	Aguardando instalação	Em construção	Em operação	Em operação	
País	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	Brasil	
Operadora	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	Petrobrás	
Campo	Voador	Roncador	Marlim Sul	Viola / Bacia de Campos	Enchova / Bacia de Campos	
Desenvolvimento	12 poços submarinos (9 prod., 3 injec.)	26 poços submarinos (19 prod., 7 injec.)	10 poços submarinos (6 prod., 4 injec.)		Platform	
LDA [m]	1,750 (Em operação)	4,500 (Em operação)	3,500 (Em operação)	600 (Em operação)	600 (Em operação)	
Desempenho						
Ventos/tempestades [m/s]	100-anos	100-anos	100-anos	100-anos	100-anos	
Altura das ondas [m]	11	11	11	12	17	
Acomodações	92	126	100	82	98	
Comprimento [m]	88	69	124	67	104	
Largura [m]	66	69	84	61	104	
Alt. deck principal[m]	30	43	40	33	51	
Carga Deck [ton.]	1.786	8.807	N/A	1.550	2.300	
Embarcação						
Heliporto	25m x 25m	Capacidade Sikorsky S-61N	Capacidade Sikorsky S-61N	24m x 24m	Capacidade Sikorsky S-61N	
Óleo cru [bpd]	50.000	180.000	150.000	12.500	5.913	
Gás natural [MMcfd]	63,6	169,5	163,0	17,0	48,0	
Compressão de gás [MMcfd]	63,6	254,3	163,0	N/A	48,0	
Água produzida [bpd]	N/A	N/A	N/A	1.900	1.183	
Injeção de água [bpd]	N/A	150.000	220.000	Não há	N/A	
Produto Exportado	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru & gás	Óleo cru	N/A	
Armazenagem de óleo cru [bbbl]	Não há	Não há	Não há	Não há	N/A	
Ancoragem	12-pontos poliéster-corrente-ancora VLA	16-pontos poliéster-corrente-ancora VLA	16-pontos poliéster-corrente-ancora VLA	8-pontos com correntes de 853 m de 2,75-in.	9-pontos	
Sistema de Riser	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Flexível, free-hanging	Shaifer 21 1/4-in.	N/A	
Capacidade de perfuração	Não há	Não há	Não há	Modelo Perfuração retrabalho	N/a	
Potência Principal	Três AC de 2.500-kW; Um AC de 1.500-kW	Três geradores 14.500-kW; Um diesel 2.300-kW	Dois turbo geradores 22.700-kW; Dois diesel 1.200-kW	Três geradores AC 1.500 kW	Três EMD SR-16-645	
Propulsão	Não há	Dois thrusters 4.500 -kW	Não há	Não há	N/A	
Guindastes	Dois National 85-ton.	Dois Liebherr eletro-hidráulicos	Dois unid. eletro-hidráulicos	Um Skagit 365/35-ton.; Um 238/35-ton.	Um Clyde & Dois Manitowoc	

### 3.9. Estaleiros Brasileiros

As estatísticas dos pedidos de financiamento ao Fundo de Marinha Mercante (FMM), até setembro de 2.001, apontavam para a construção de 304 embarcações em estaleiros brasileiros num total de 1,9 milhões de toneladas de porte bruto. Nesse montante estão incluídos empurradores e barcas de transporte fluvial, barcas e catamarãs para transporte de passageiros, além de navios petroleiros, uma plataforma de petróleo e 26 navios de apoio a plataformas (Leão, 2.001).

Estas encomendas, algumas já em produção outras ainda em desenvolvimento, indicam a possível recuperação da construção naval brasileira. Estaleiros no norte do país têm se expandido com as encomendas para transporte fluvial. O Rio de Janeiro, como maior parque de construção naval do Brasil, começa a se preparar para um aumento da demanda, estimando-se a geração de 15 mil empregos até o fim de 2.002, graças às encomendas do setor de petróleo (Leão, 2.001).

Os dados do FMM demonstram a demanda do estaleiro Brasfels para recuperar o Verolme, arrendado para construção de navios de produção e armazenamento de petróleo. Empresas estrangeiras como a Solstad e brasileiras como a CBO, Astromarítima, Delba e Brasmar são as que estão interessadas na produção dos 26 navios de apoio. O mercado de apoio para exploração e produção *offshore* é estimado em mais de cem navios, nos próximos dez anos.

A demanda por essas embarcações aumentará no mundo todo, não é por acaso que os estaleiros estrangeiros chegaram e arrendaram praticamente toda as instalações industriais disponíveis. O Brasfels ficou com a Verolme, o Jurong com o Mauá e o Akers ficou com o Promar (antigo MacLaren que agora abriga quatro diferentes atividades no seu cais). O Ishibras transformou-se em terminal de *containers*, mas surgiram o Transnave e o Estaleiro Ultratec, esse último há muito construindo estruturas para plataformas *offshore* destinadas à exportação (Aduaneiras, 2.001).

Os dados do Sindicato Nacional da Indústria da Construção Naval (SINAVAL) apresentam em 2.001 um cenário de encomendas aproximadamente no valor de US\$ 800 milhões, sendo US\$ 100 milhões em reparos e o restante em construção.

No passado, a indústria naval brasileira chegou a ser uma das maiores do mundo. Com os incentivos do governo, por meio dos ‘Planos de Construção Naval’, os estaleiros brasileiros, no seu ápice entre 1.979 e 1.981, produziam mais de 1 milhão de toneladas por ano. Apesar desse volume como o grau de nacionalização era elevado, a indústria nacional produzia a custos muito superiores aos internacionais (ONIP, 2.000).

Com a abertura do tráfego internacional para navios de bandeira estrangeira, a marinha mercante brasileira, menos competitiva, sucumbiu. A indústria naval, sem novas encomendas, perdeu mercado. Paralelamente a política governamental ao invés de estimular o ganho de eficiência, criava oportunidades de lucros fáceis por meio de desvios de recursos do programa. Apenas entre 1.970 e 1.985 foram transferidos para as duas indústrias cerca de US\$ 20 bilhões (ONIP, 2.000).

Um estudo recente <sup>18</sup> (Paul, 1.999) concluiu que para tornar viável a indústria naval nacional, deve-se voltá-la para a exportação, completamente livre e independente das encomendas de armadores nacionais. Segundo o estudo, a indústria deveria especializada na produção de poucos tipos de navios, sem demasiada sofisticação tecnológica, cujo processo de fabricação proporcionasse economia de escala. Além disso, toda a produção naval deveria ser tratada como se destinasse à exportação, medida semelhante a adotada para a indústria de equipamento para o setor de petróleo e gás.

Mesmo em um conjunto de propostas como esse não seria suficiente para a revitalização do setor. Assim, quando ocorrer o processo encerramento das atividades produtivas de instalações *offshore*, este proporcionará, principalmente para os construtores navais, fortes investimentos quaisquer que sejam as opções de descomissionamento adotadas pelas operadoras.

---

<sup>18</sup> Realizado pela Empresa Brasileira de Planejamento de Transportes (GEIPOT) em agosto 1.999.

## Capítulo 4

### Processo de Descomissionamento

Pode-se dividir o processo de descomissionamento de sistemas de produção *offshore* em quatro estágios distintos (UKOOA, 1.995):

- Desenvolvimento, avaliação e seleção de opções, elaboração de um processo detalhado, incluindo considerações de engenharia e segurança;
- Encerramento da produção de óleo e/ou gás e, tamponamento e abandono de poços;
- Remoção de toda ou partes da estrutura *offshore* (na maioria dos casos);
- Disposição ou reciclagem dos equipamentos removidos.

As operadoras podem escolher entre as diferentes opções de remoção e de disposição para cada uma das instalações *offshore*.

A melhor opção dependerá de vários fatores tais como: configuração e tipo da estrutura, peso, tamanho, distância à costa, consistência do solo marinho, condições climáticas, e complexidade na execução das operações.

As questões ligadas ao descomissionamento são complexas, pois além de estarem fortemente ligadas à capacidade industrial, há de se considerar fatores ambientais e políticos no processo de descomissionamento. Como será apresentado a seguir no **Capítulo 5**, estas variáveis podem ser bastante restritivas na escolha da disposição dos materiais e componentes das estruturas.

Resumidamente, o processo de descomissionamento pode ser aplicado a seis principais classes de instalações:

- Navio de Produção, Armazenagem e Desembarque (FPSOs – *Floating Production, Storage & Offloading*), Plataformas Semi-submersíveis;
- Torres Complacentes, Plataformas de Pernas Atirantadas (TLPs – *Tension Leg Platforms*) e *Spars*;
- Subestruturas de Concreto e de Aço;
- *Topsides*;
- Sistemas Submarinos;
- Oleodutos e Linhas de Fluxo;
- Poços.

#### 4.1. FPSOs e Plataformas Semi-submersíveis

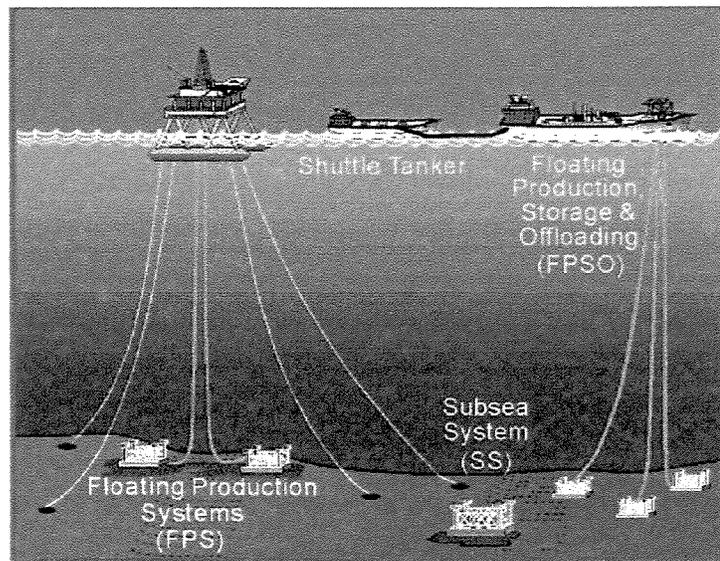


Figura 4.1.: Imagem artística de uma FPSO e uma plataforma semi-submersível (MMS, 2.001).

Uma instalação semi-submersível consiste em uma unidade flutuante equipada com equipamentos de produção. É ancorada por cordas de poliéster e correntes, ou pode ser

posicionada dinamicamente usando *thrusters*<sup>19</sup>. A produção dos poços é transportada à plataforma de superfície através dos *risers* da produção projetados acomodar os movimentos da plataforma. Possuem grande flexibilidade em sua utilização (LDA de 180 a 2.300 metros).

Já um FPSO consiste em uma grande embarcação do tipo do navio-tanque (petroleiro) ancorada no solo marinho. Um FPSO é projetado para processar e armazenar a produção dos poços submarinos próximos e descarregá-la periodicamente em um petroleiro menor. O petroleiro transporta então o óleo a unidade de processamento em terra.

Tanto FPSOs como plataformas semi-submersíveis podem servir em campos econômicos marginais situados nas águas profundas remotas onde a infra-estrutura de oleodutos não exista.

Estes tipos de estruturas de produção são comparativamente mais fáceis e baratas de descomissionar que as fixas, pois são baseadas em embarcações ou em seus conceitos, e, portanto, flutuam. As principais dificuldades operacionais estão na desconexão de todas as amarrações, linhas de fluxo e *risers*.

A mobilidade de uma FPSO e de uma plataforma semi-submersível de produção permitem a sua reutilização após o descomissionamento. Aproximadamente dois terços das FPSOs e Semi-submersíveis descomissionadas ao redor do mundo foram reutilizadas em outros campos. A reutilização é uma evolução natural destas estruturas, desde as primeiras conversões de navios tanques em equipamentos de perfuração.

As FPSOs possuem como vantagem adicional uma grande área de convés e excesso de flutuação, permitindo que sejam flexíveis às modificações dos *topsides*. Neste caso, os equipamentos podem ser atualizados ou reformados em docas, antes que a instalação seja comissionada em um outro campo.

#### **4.2. Torres Complacentes, Plataformas de Pernas Atirantadas e Spars**

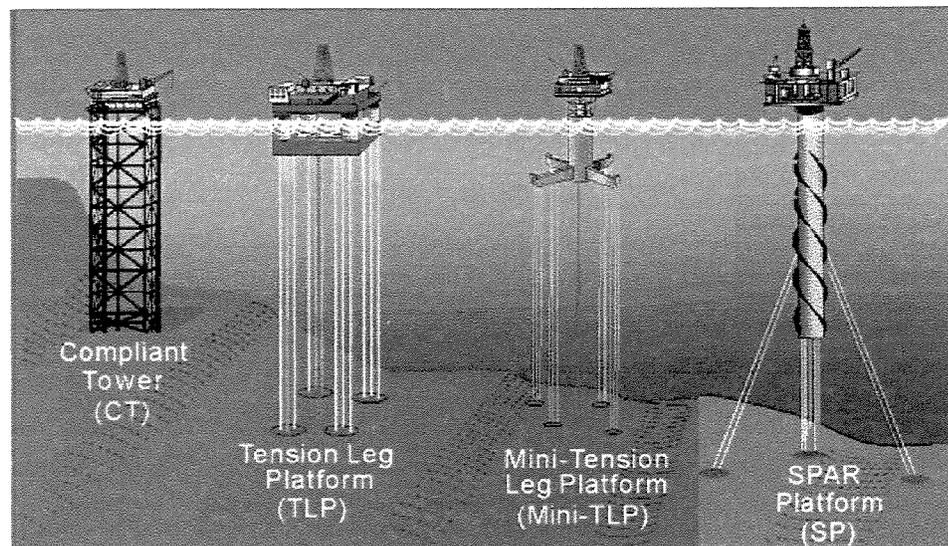
Uma Torre Complacente consiste em uma torre estreita e flexível e em uma fundação com pilares, capaz de suportar uma superestrutura convencional para operações de perfuração e produção. Geralmente utilizada em lâminas d'água entre 300 e 600 metros, a Torre

---

<sup>19</sup> Propulsores que proporcionam o movimento lateral de uma embarcação quando ancorada em um cais ou a manutenção da posição em águas profundas quando a utilização de ancoras convencionais não é factível (Posicionamento Dinâmico).

Complacente possui como característica marcante a capacidade de suportar grandes forças laterais, graças a possibilidade de deflexões laterais.

Uma Plataforma de Pernas Atarantadas (TLP – *Tension Leg Platform*) é um estrutura flutuante presa no lugar determinado por tensores verticais, conectados ao solo de marinho por pilares afixados. Os tensores proporcionam a utilização da TLP em uma escala de profundidade da água maior com o movimento vertical limitado. As maiores TLPs foram instaladas com sucesso em lâminas d'água que aproximam dos 900 metros.



**Figura 4.2.: Imagem artística de uma Torre Complacente, uma TLP, uma Mini TLP e uma Spar Buoy (MMS, 2.001).**

Já uma Mini-TLP é uma plataforma flutuante com mini-tensores, de custo relativamente baixo, desenvolvida para a produção de reservas em lâminas d'água menores, cuja produção não seria economicamente viável se fosse utilizado os sistemas de produção mais convencionais. Pode também ser usado como uma plataforma satélite, ou uma plataforma para a produção antecipada em descobertas em lâminas d'água maiores. A primeira Mini-TLP do mundo foi instalada no golfo de México, em 1.998.

Uma SPAR (*Spar Buoy*) trata-se de um único cilindro vertical de diâmetro grande que suporta uma plataforma. Tem fixado um típico *topsides* de plataforma (plataforma de superfície com equipamentos de perfuração e de produção), três tipos de *risers* (produção, perfuração e exportação), e um casco, para que seja ancorada usando um sistema de seis a vinte linhas

catenárias ancoradas no solo marinho. As SPARs são utilizadas em LDA até 900 metros, embora a tecnologia existente possa estender seu uso para LDA de até 2.300 metros.

As plataformas TLP e *Spars* de produção são um tanto similar a FPSOs e a Semi-submersíveis, devido a sua natureza de mobilidade e flutuação. Entretanto, são conceitos relativamente novos e até o momento só há uma experiência no descomissionamento destas estruturas, Brent Spar.

A complexidade no descomissionamento de TLPs e Spars deve estar entre as plataformas fixas e flutuantes. As Spars são estruturas longas, algumas chegam a 225 metros no comprimento e construídos ao dois meio, sugerindo que o descomissionamento pode não ser trivial. Como as TLP possuem amarras tencionadas; assim, a desconexão da embarcação e dos pontos de ancoragem no fundo do mar torna-se um pouco mais difícil. Além disso, ambos os tipos usam geralmente *risers* rígidos, ao contrário dos flexíveis utilizados nas FPSOs e Semi-submersíveis. Provavelmente, quando descomissionadas serão levadas ao mercado para reutilização.

#### **4.3. Plataformas Fixas – Subestruturas de Concreto**

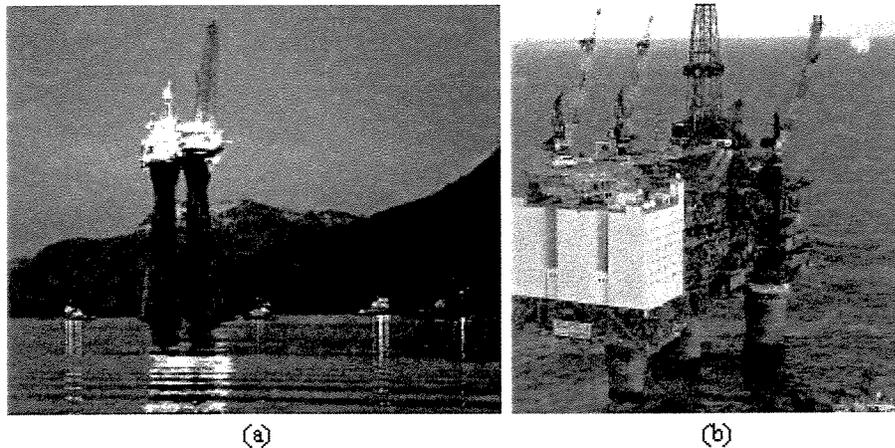
Mesmo que contribuam com parcela significativa no montante dos custos totais de descomissionamento mundiais, em virtude do tamanho de suas estruturas, a participação das estruturas de concreto gravitacionais (CGS – *Concrete Gravity Structures*) é pequena, em comparação com as Jaquetas.

O senso comum que prevaleceu sem reavaliação até a situação com a *Spar* de Brent, era de que as subestruturas concretas existentes deveriam ser removidas e dispostas em abissais oceânicos.

Contudo, ainda existem dúvidas quanto à praticidade técnica do processo de lastro, desconexão subestrutura/solo e integridade estrutural durante estes processos. Estas perguntas são bastante pertinentes quando observada a primeira geração de projetos de CGS na região do Mar do Norte. Por exemplo, as plataformas norueguesas Troll A com mais de um milhão toneladas e 470 metros de altura e Gullfaks C com 1.500.000 toneladas em LDA de 135 metros, consideradas as maiores estruturas de concreto já construídas (**Figura 4.3**).

Para as subestruturas menores e mais recentes, as exigências para a remoção por reflutuação estão baseadas nos conceitos de fundação do projeto, e em análises detalhadas, por exemplo, a respeito dos sistemas de oleodutos que não devem ser corrosíveis para o bom desempenho desta operação.

Parece, entretanto, que muito pouco se tem pensado ou trabalhado no estudo das grandes subestruturas concretas de primeira geração (CGS) ou das estruturas baseadas em gravidade (GBS – *Gravity Based Structure*) (**Tabela 4.1**).



**Figura 4.3.: (a) Plataforma de produção de gás Troll A; (b) Plataforma Gullfaks C**  
([www.offshore-technology.com](http://www.offshore-technology.com), 2.000).

Talvez para que se lide com o descomissionamento antes do momento em que estas instalações não sejam mais produtivas economicamente, o assombro com a grandiosidade (literalmente) do problema de descomissionamento seja demasiado.

**Tabela 4.1.: Opções de descomissionamento: Plataformas Fixas de Concreto (UKOOA, 1.995).**

PLATAFORMAS FIXAS DE CONCRETO	
Deixar-no-local	
Reflutuar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sem a presença de cascalhos de perfuração e disposto em águas profundas;</li> <li>• Sem a presença de cascalhos de perfuração, desmantelamento e disposição de resíduos em terra;</li> <li>• Presença de cascalhos de perfuração e disposto em águas profundas;</li> <li>• Presença de cascalhos de perfuração, desmantelamento e disposição de resíduos em terra.</li> </ul>

Até o momento, nenhuma grande CGS foi descomissionada, apesar de algumas opções terem sido consideradas: tombamento-no-local e remoção parcial. Tais opções possuem um grande risco ambiental, pois podem liberar óleo ou lama residuais, se os pilares de armazenamento forem danificados durante um processo de tombamento ou corte.

Se for justificável e aceito pela legislação que estruturas de completação da cabeça de poços sejam deixadas no fundo do oceano indefinidamente, então também deve ser razoável aceitar a disposição de pilares concretos se cortados e colocados horizontalmente no solo marinho imediatamente junto à base da estrutura de completação. Nesta configuração, essas estruturas teriam o mesmo valor de recifes artificiais formados a partir de subestruturas de aço.

Vale a pena observar que, mesmo que a opinião pública e as atitudes políticas venham a aceitar a disposição de subestruturas em águas profundas (ou em abissais marinhos), é bem provável que no caso das grandes CGS isto não se aplicaria, em decorrência de problemas com a segurança e com a manutenção da integridade estrutural.

A melhor opção, portanto, seria a remoção completa, que consistiria na inversão do processo de instalação, e posterior reflutuação da CGS com os *topsides* podendo, então, ser rebocada, afastada e disposta em águas profundas ou seccionada e disposta em terra. Desde 1.978, as CGSs foram projetadas com a possibilidade de utilização deste tipo de descomissionamento. No caso das CGSs da primeira geração, um sistema para a remoção através de lastro por injeção de ar teria que ser projetado e instalado na estrutura, uma vez que não foram construídas com preocupações de remoção em seu projeto original.

O procedimento de reflutuação envolve o esvaziamento do lastro da estrutura (tanques de armazenagem) para induzir a flutuação e injetar a água nos compartimentos da fundação para desconectá-la do solo (**Figura 4.4**).

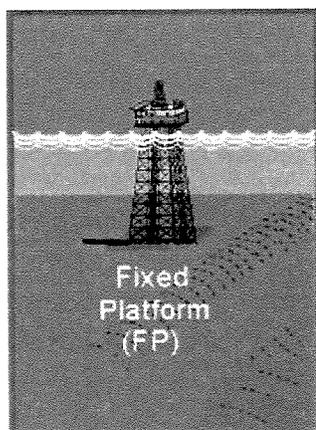


**Figura 4.4.: Reflutuação da CGS ([www.phillips66.com](http://www.phillips66.com), 2.000).**

A factibilidade e praticabilidade de tal processo é altamente dependente da integridade estrutural da plataforma e o controle sobre a flutuação para impedir, por exemplo, a rápida ascensão através d'água. Outras considerações são o tempo de rompimento da conexão estrutura/solo e o peso dos *topsides* que podem ser carregados, uma vez que ambos afetam a estabilidade da plataforma durante a operação.

#### 4.4. Plataformas Fixas – Subestruturas de Aço (Jaquetas)

Consiste em uma estrutura treliçada (uma seção vertical alta feita dos membros de aço tubulares suportados por pilares cravados em solo marinho) com *topsides* colocado no topo, fornecendo o espaço para quartos para a tripulação, equipamentos de perfuração e de produção (**Figura 4.5**). As Plataformas Jaqueta, ou simplesmente Jaquetas, são economicamente praticável para lâminas d'água de até 450 metros.



**Figura 4.5.:** Imagem artística de uma plataforma do tipo Jaqueta (MMS, 2.001).

As Jaquetas são de longe o tipo o mais comum de plataforma *offshore* com mais de 7.000 unidades espalhadas por mais de 50 países. As maiorias das Jaquetas são pequenas, isto é, estão localizadas em lâminas d'água inferiores a 75 metros e pesam menos de 10.000 toneladas.

Somente na região do Golfo do México existem 5.965 destas estruturas. Já as grandes estruturas estão localizadas principalmente nas regiões do Golfo de México e do Mar do Norte, com aproximadamente 343 e 190 plataformas respectivamente (**Figura 1.7** – p. 32). No Brasil existem 71 Jaquetas, sendo que maioria está localizada na região nordeste, formadas, principalmente, por estruturas de pequeno porte (**Capítulo 3**).

Existem várias opções para o descomissionamento de Jaquetas, as principais estão apresentadas na **Tabela 4.2**.

**Tabela 4.2.: Opções de descomissionamento: Jaqueta (modificado de UKOOA, 1.995).**

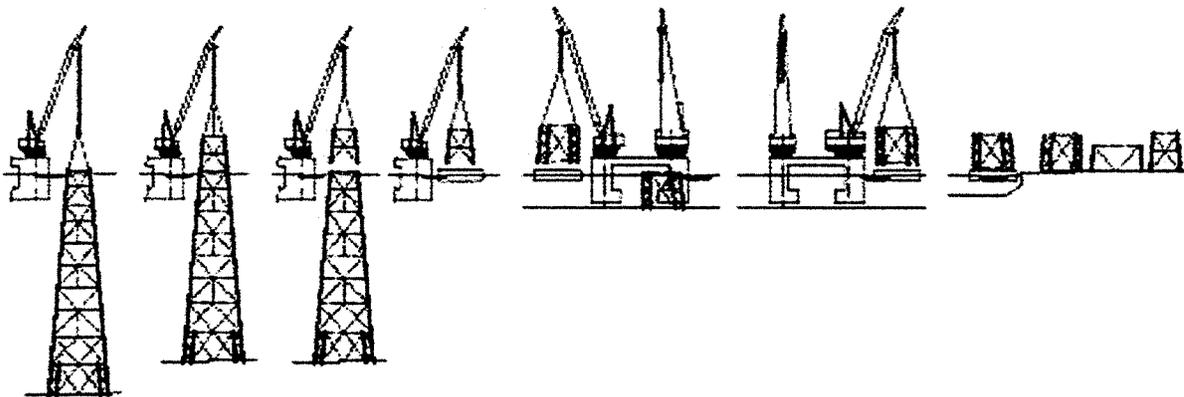
PLATAFORMA FIXA – JAQUETA	
Remoção Completa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sem a presença de cascalhos de perfuração e disposta na plataforma continental;</li> <li>• Sem a presença de cascalhos de perfuração, desmantelada e disposta em águas profundas;</li> <li>• Sem a presença de cascalhos de perfuração, desmantelada e disposta em terra;</li> <li>• Presença de cascalhos de perfuração e disposta na plataforma continental;</li> <li>• Presença de cascalhos de perfuração e disposta em águas profundas;</li> <li>• Presença de cascalhos de perfuração, desmantelada e disposta em terra.</li> </ul>
Remoção Parcial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disposta na plataforma continental;</li> <li>• Disposta em águas profundas;</li> <li>• Desmantelada e disposta em terra.</li> </ul>
Tombamento-no-local	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sem a presença de cascalhos de perfuração;</li> <li>• Presença de cascalhos de perfuração.</li> </ul>
Reutilização	
Deixar-no-local / Utilizações Alternativas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base para lançamento de foguetes;</li> <li>• Base para fontes alternativas de energia (eólica);</li> <li>• Centro de pesquisas científicas.</li> </ul>

#### 4.4.1. Remoção Completa

Remover completamente uma estrutura é, essencialmente, realizar o processo de instalação ao contrário. A plataforma pode ser seccionada em uma ou mais partes dependendo do seu tamanho e da capacidade de elevação da embarcação-guindaste. A operação de reflutuação pode ser considerada impraticável se o sistema de controle da flutuação, assim como a adição dos tanques de flutuação não forem considerados no projeto (**Figura 4.6**).

Esta opção, dependendo da localização em que se encontra, requer a remoção até uma profundidade suficiente abaixo do solo marinho (aproximadamente 5 metros), a fim de eliminar

qualquer interferência com os demais usuários do local: pescadores e embarcações (IMO, 1.989). A área ao redor da plataforma também precisa ser completamente limpa dos resíduos resultantes da operação de exploração do campo.



**Figura 4.6.: Remoção Completa de uma Jaqueta (TSB, 2.000).**

Após removida, a Jaqueta pode ser disposta em águas profundas, ou transportada a terra para reciclagem ou disposição como refugo.

É importante lembrar que as estruturas devem ser, tanto quanto possível, recicladas. Até o momento, o complexo do gás Viking A no Mar do Norte foi a remoção completa que obteve a maior marca no processo de reciclagem: 99%. A planta de Ekofisk I, na região do Mar do Norte norueguês, tem o planejamento de remoção completa seguida de reciclagem de 14 de suas 15 Jaquetas, entre 2.003 e 2.018.

A principal vantagem na remoção completa é a volta do local em que se desenvolveu a exploração e produção de petróleo e gás à sua condição natural. Além disso, há para as operadoras a vantagem de não haver problemas futuros com a manutenção e/ou eventuais responsabilidades.

Quanto às desvantagens, incluem os custos, possíveis danos ao ambiente marinho e eliminação do *habitat* artificial criado na estrutura. Esta é a opção de descomissionamento mais cara, todavia costuma ser a preferida para a maioria dos descomissionamentos, em virtude das regulamentações ambientais cada vez mais severas.

A **Tabela 4.3** resume os principais aspectos positivos e negativos da opção remoção completa.

**Tabela 4.3.: Avaliação da opção: Remoção Completa (modificado de Pulsipher, 1.996).**

REMOÇÃO COMPLETA	
VANTAGENS	DESVANTAGENS
Atende completamente as necessidades da atividade de pesca com redes.	Impactos ambientais: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Realoca ou elimina o <i>habitat</i> artificial criado ao redor da base da estrutura;</li> <li>• Morte de peixes decorrente dos explosivos utilizados no corte da estrutura</li> <li>• Necessita de local para a disposição.</li> </ul>
Não requer nenhuma alteração nas legislações internacionais vigentes	Dispendioso para os operadores: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilização de explosivos necessita de aprovação do órgão ambiental competente;</li> <li>• Em alguns locais, há restrição na utilização de explosivos;</li> <li>• Requer o transporte a terra ou ao local de recifes artificiais.</li> </ul>
Não apresenta risco à navegação Atende às necessidades da pesca com redes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nada permanece acima do solo marinho</li> </ul>	Necessita de limpeza do local
Elimina principais complicações e manutenção do local	Perigoso aos mergulhadores
Permite a reutilização e reciclagem dos materiais	Problemas na remoção devido ao atrito entre a estrutura e o solo em profundidades superiores a 5 metros abaixo do solo marinho

As principais operações da remoção completa de uma dada subestrutura de aço são: corte, içamento, carregamento e disposição das seções. Todas essas operações devem ser planejadas e controladas com cuidado.

A seguir é apresentada uma breve descrição sobre cada uma dessas operações.

### **Selecionando os Pontos de Corte**

A identificação dos pontos da Jaqueta onde haverá o corte determinará, de certa forma, as operações seguintes da remoção. As dimensões e a quantidade das seções determinarão a

trajetória do reboque, o tamanho e a quantidade de barças de carga. Além disso, a Jaqueta deverá ser cortada de maneira que os guindastes utilizados e o cais em terra possam suportá-la.

### **Cortando**

Cortar a Jaqueta no local requer o uso de ferramentas de corte externas: cortadores abrasivos ou de diamantes, que terão que ser operada por mergulhadores ou por veículos operados remotamente (ROV – *Remote Operate Vehicle*).

Geralmente, as vantagens de um ROV contra um mergulhador são segurança, capacidade de realização do trabalho por períodos prolongados, capacidade de operação em grandes profundidades d'água, presença de *sonar*, capacidade de encontrar alvos além da escala da visibilidade. A principal desvantagem de um ROV é a escala limitada de funções manipulativas que pode executar se comparado às mãos humanas. Esta é a principal razão dos mergulhadores ainda serem utilizados nesta operação em profundidades inferiores a 100 metros.

### **Levantando a Jaqueta**

A Jaqueta será levantada, e rebocada após cada um dos cortes horizontais. Um navio guindaste de grande porte (HLCV – *Heavy Lift Crane Vessel*) terá que ser equipados com várias ferramentas, uma vez que cada seção levantada exigirá uma determinada ferramenta. Assim, uma estrutura distribuidora poderá ser utilizada no HLCV de modo que ele possa segurar múltiplas ferramentas no guindaste. Esta estrutura terá que ser ajustável à medida que as seções horizontais fossem subindo (Beckman, 2.000).

### **Movendo e Ajustando**

No caso de disposição no oceano, a Jaqueta será rebocada até uma posição preestabelecida de acordo com a legislação vigente. Na maioria dos casos, as amarrações necessárias à disposição devem ser instaladas antes do início do processo de descomissionamento (Bridgewater, 2.000).

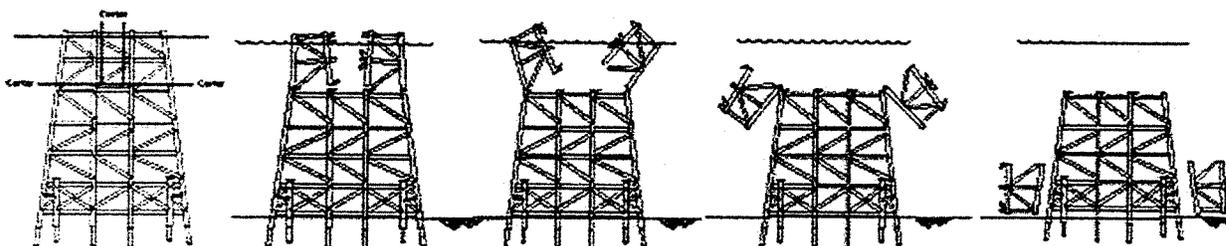
#### **4.4.2. Remoção Parcial**

A remoção parcial é recomendada pelas diretrizes (IMO, 1.989) e legislação (MMS, 1.999) internacionais somente para grandes estruturas. A estrutura poderá ser parcialmente

removida, desde que possibilite uma coluna d' água desobstruída. A profundidade exata dependerá das exigências legais de cada localidade. As diretrizes da Organização Marítima Internacional (IMO – *International Maritime Organization*) (IMO, 2.000) exigem um espaço mínimo entre a superfície de água e a porção remanescente da estrutura: uma coluna d' água livre de 55 metros para instalações localizadas em LDA acima de 75 metros.

A Jaqueta deve ser seccionada, deixando a porção inferior no fundo do oceano. Os métodos de corte a serem utilizados podem ser não-explosivos, ou no máximo pequenas cargas de explosivos, o que torna a operação mais simples que a remoção completa.

A seção removida pode tanto ser levada a terra para reciclagem ou eliminada como refugo, como ser disposta próxima a porção remanescente da estrutura (**Figura 4.7**). Uma outra opção seria rebocar e dispor a estrutura, previamente limpa, em um local licenciado em águas profundas, ou ainda dispor a uma distância mínima da costa mais próxima.



**Figura 4.7.: Remoção Parcial (TSB, 2.000).**

A remoção parcial pode representar benefícios econômicos e de segurança para as operadoras, especialmente em águas relativamente afastadas da costa, caso típico brasileiro. Deverá existir algum benefício ao ambiente marinho, principalmente se utilizado em conjunto em programas de recife artificial, pois a porção da estrutura deixada no local continua a proporcionar *habitat* para a vida marinha. Pode existir também algum benefício para os pescadores comerciais, mas não para os que utilizam redes, uma vez que estas podem se enroscar na estrutura remanescente.

Porém, este tipo de opção apresenta algumas desvantagens. Os condutores, se presentes, precisam ser separados para que a estrutura seja parcialmente removida; bem como outros componentes estruturais, caso dos pilares. Infelizmente, até o momento, a maneira mais eficiente

de separá-los é por meio de cargas explosivas. Um outro entrave seria o espaço anular entre os pilares da Jaqueta, que em muitas plataformas, é preenchido com cimento. A separação destes anulares apresentaria a mesma complexidade que a separação dos condutores.

A **Tabela 4.4** resume os principais aspectos positivos e negativos da opção remoção parcial.

**Tabela 4.4.: Avaliação da opção: Remoção Parcial (Pulsipher, 1.996).**

REMOÇÃO PARCIAL	
VANTAGENS	DESVANTAGENS
Comparado com a opção de remoção completa, provoca menor dano à vida marinha durante a remoção e proporciona algum <i>habitat</i> como recifes.	Não retorna o <i>habitat</i> ao seu estado natural Elimina os <i>habitat</i> existente na estrutura superior ao intervalo da coluna d'água
Economias de custo: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Não requer manutenção;</li> <li>• Não requer limpeza do local.</li> </ul>	Deve manter sinalização para a navegação (bóias) Possível apenas em lâminas d'água suficientes para a liberação Aumenta os riscos do mergulhador durante a remoção.
Pode proporcionar local para a pesca submarina recreativa	Prejudica a pesca com redes
Libera os operadores de eventuais responsabilidades	Responsabilidades ligadas à agência reguladora: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inevitáveis testes governamentais;</li> <li>• Perigos à navegação na superfície e na sub-superfície.</li> </ul>
Encoraja a inovação nos métodos de remoção de estruturas	Perda de recursos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminação do <i>habitat</i> presente próximo à superfície d'água;</li> <li>• Não há reciclagem de aço.</li> </ul>

Assim como na remoção completa, a identificação dos pontos de corte na plataforma tipo jaqueta é fundamental para o correto planejamento da remoção parcial. A seleção do melhor ponto pode minimizar a utilização de ferramentas de corte, mergulhadores e/ou ROVs.

O peso de cada seção deve ser calculado para garantir que os rebocadores selecionados sejam capazes de tombar a estrutura (Penney, 2.001). Uma outra tarefa crítica é a verificação dos

cortes realizados, onde mergulhadores ou ROVs devem verificar se cada seção da estrutura foi completamente seccionada.

Como visto, a IMO estabelece que todas as plataformas que pesam menos de 10.000 toneladas e situadas em LDA inferiores a 75 metros devem ser removidas à costa para o reciclagem ou a eliminação em sua totalidade (IMO, 2.000). As grandes plataformas – estruturas localizadas em LDA superiores a 75 metros - podem ser removidas parcialmente, isto é, cortadas na profundidade de 55 metros e trazidas à costa. A coluna d'água livre de 55 metros asseguraria a navegação segura de embarcações.

Entretanto, estas exigências são, de certa forma, exageradas. Os principais portos mundiais que foram projetados para permitir o acesso de grandes petroleiros possuem uma coluna d'água livre de aproximadamente 35 metros (IMO, 1.999; IMO, 2.000). Alguns dos maiores petroleiros existentes requerem para a operação segura uma coluna de 26 metros. Assim, a coluna d'água livre dos portos apresenta uma margem de segurança de aproximadamente 35%. Já a margem de segurança implícita nas diretrizes da IMO quando aplicadas para os mesmos petroleiros de 112%. Mesmo para um ambientalista, isto parece por demais cauteloso.

O outro argumento para as exigências da IMO seria que o tamanho dessa coluna d'água livre evitaria a interferência com pescadores comerciais que utilizam redes. No entanto, tais redes, com esta profundidade, só ocorrem em uma escala limitada. Além disso, esses pescadores provavelmente teriam sistemas de navegação capazes de reconhecer e de evitar essas estruturas de plataformas parcialmente removidas. Pode-se, de certo modo, dizer que a área atingida que restringiria a pesca de arrastão seria insignificante.

#### **4.4.3. Tombamento-no-local**

Esta opção de descomissionamento é bastante similar a de remoção parcial. Consiste, primeiramente, na remoção dos *topsides* que podem ser reutilizados, refugados, abandonados no fundo do mar ou afundados com a subestrutura. Posteriormente, requer o tombamento de toda a subestrutura no local, observando a existência de uma coluna d'água livre (**Figura 4.8**).

O elevado grau de precisão e de controle necessários para que o procedimento de tombamento da subestrutura seja seguro eleva o grau de complexidade desta opção. Cargas explosivas são utilizadas para seccionar os membros críticos em uma seqüência controlada de

cortes, permitindo que a Jaqueta desmorone graças ao seu próprio peso. Às vezes, torna-se necessário utilizar um rebocador para fornecer força extra para que ocorra o desmoronamento da subestrutura (Perry III et. al., 1.998). Uma vez disposta no fundo do oceano, a subestrutura passa a atuar como um *habitat* para a vida marinha. Devido à eliminação de custos com o transporte, esta opção é mais barata que a remoção completa.

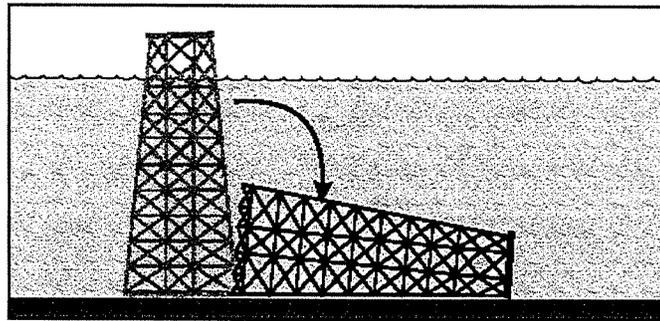


Figura 4.8.: Tombamento-no-local (Les Dauterive, 2.000).

O tombamento-no-local pode trazer benefícios à pesca comercial, exceto aos pescadores com redes, principalmente se a subestrutura estiver próxima à costa.

#### 4.4.4. Reutilização

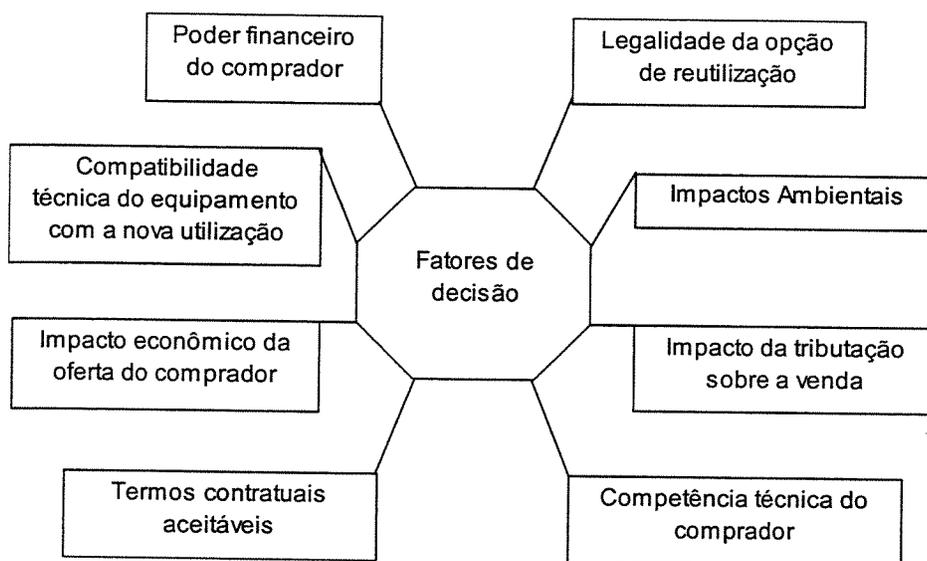
A primeira reutilização de uma estrutura *offshore* aconteceu em 1.967 (O' Connor, 1.999). Durante os anos 70, no Golfo de México, alguns operadores reutilizaram várias plataformas de perfuração. A reutilização de plataformas descomissionadas ganhou popularidade nos anos 80 com o crescimento de pequenas operadoras independentes e com o desenvolvimento de campos de petróleo e gás menores, de curto tempo de vida, chamados de campos marginais ou maduros (Twachtman, 1.997).

As operadoras também consideram a reutilização em alguns casos devido às economias, decorrentes da antecipação de prazos de desenvolvimento e aos eventuais benefícios ambientais (Antia, 1.992).

Atualmente, esta opção é bastante utilizada no Golfo do México onde, aproximadamente, 10% das Jaquetas (geralmente, em LDA inferiores a 90 metros e acima dos 15 anos de operação) descomissionadas e 20% dos *topsides*, já foram reutilizados (MMS, 2.001).

Outros casos de utilização desta opção ocorreram em 1.989, no setor holandês do Mar do Norte, lugar em que uma Jaqueta com três pilares localizados em águas rasas foi movida e reutilizada (Penney, 2.000). Recentemente, a Elf Petróleo disponibilizou para a reutilização em seu site na Internet a plataforma *Froy*, com cinco anos de vida e localizada em LDA de 117 metros (ELF, 2.000).

As oportunidades para reutilização de Jaquetas em um outro campo de petróleo e gás são limitadas, pois geralmente são projetadas segundo exigências específicas de produção, LDA, critérios ambientais e condições do solo, limites de resistência a fadiga e corrosão. Assim, a **Figura 4.9** apresenta os principais fatores a serem observados em um processo de reutilização.



**Figura 4.9.: Fatores decisórios na avaliação na Reutilização (modificado PPC, 2.000).**

Geralmente, a opção de reutilização apresenta maior aplicabilidade para os *topsides* que as subestruturas. Um crescimento significativo da reutilização de Jaquetas só acontecerá com o desenvolvimento de melhores equipamentos de remoção, transporte e reinstalação.

#### **4.4.5. Deixar-no-local / Utilização Alternativa**

Pescadores esportivos, ambientalistas e demais setores da sociedade preocupados com a manutenção do *habitat* marinho que as plataformas proporcionam, e com os danos que possam ocorrer na remoção das plataformas por explosivos, podem desejar deixá-las no local.

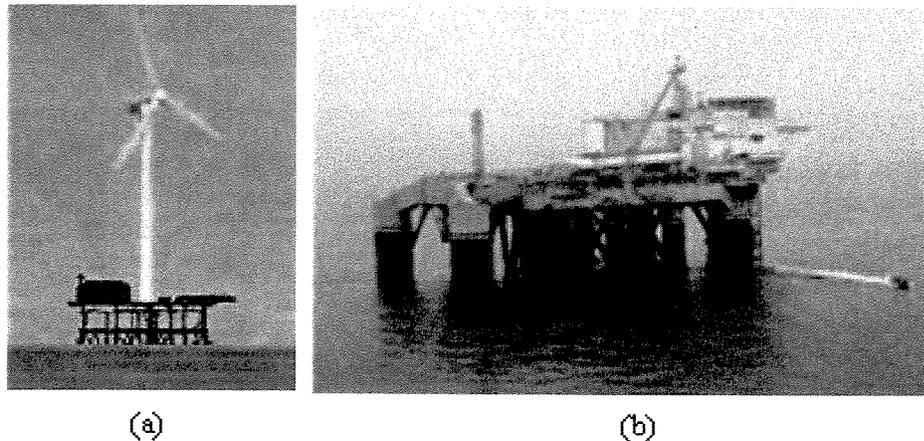
Todavia, algumas indagações surgem com a utilização desta opção: quem seria o responsável pela manutenção destas estruturas, eventuais acidentes, colisões, e outros possíveis danos? Como os problemas de navegação e conflitos com demais usuários do oceano seriam resolvidos?

A **Tabela 4.5** resume as principais vantagens e desvantagens da opção: Deixar-no-local.

**Tabela 4.5.: Avaliação da opção: Deixar-no-local (modificado de Pulsipher, 1.996).**

DEIXAR-NO-LOCAL	
VANTAGENS	DESVANTAGENS
Sem prejuízo à vida marinha	Mantém um <i>habitat</i> não-natural
Economias de custo imediatas	Custos de manutenção crescem com o tempo: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Requer revestimento de proteção acima d'água;</li> <li>• Requer proteção catódica abaixo d'água;</li> <li>• Requer sinalização para a navegação;</li> <li>• Permanece suscetível a danos causados por tempestades.</li> </ul>
Proporciona local para a pescaria recreativa	Conflitos com os outros usuários da região
Proporciona porto seguro para embarcações em caso de emergências	Principais implicações: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Embarques não autorizados;</li> <li>• Colisões;</li> <li>• Perigos à navegação tanto na superfície quanto na sub-superfície.</li> </ul>
Mantém o <i>status quo</i> : <ul style="list-style-type: none"> <li>• A estrutura permanece visível;</li> <li>• Não requer limpeza do local;</li> <li>• Proporciona <i>habitat</i> migratório para animais (superfície);</li> <li>• Proporciona <i>habitat</i> (recifes) para os animais marinhos (sub-superfície).</li> </ul>	Podem exigir eventual remoção com: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução da integridade estrutural;</li> <li>• Aumento dos riscos referentes à segurança;</li> <li>• Aumento dos custos.</li> </ul>
	Afeta negativamente a indústria da construção e remoção: Não há reciclagem de aço.
	Necessita de alterações nos regulamentos e leis existentes.

Em virtude das implicações decorrentes, a opção de Deixar-no-local não é preferida pela legislação/diretrizes internacional (OSPAR, 1.998; IMO, 1.999; MMS, 2.000 – ver **Anexo I**), exceto nos casos onde uma utilização alternativa possa ser aplicada, como por exemplo, transformação da plataforma em centros de pesquisa, locais para o eco-turismo, cultivo marinho, base para o lançamento de foguetes (alternativa válida apenas se a estrutura estiver localizada próxima à Linha do Equador), base para fontes alternativas de energia (eólica), local de pesca esportiva e até presídios (!) (**Figura 4.10**).



**Figura 4.10.:** (a) Fonte de energia alternativa ([www.esru.strath.ac.uk/projects/EandE/98-9/offshore/](http://www.esru.strath.ac.uk/projects/EandE/98-9/offshore/)); (b) Base para o lançamento de foguetes ([www.sea-launch.com](http://www.sea-launch.com)).

Talvez a utilização alternativa mais bem sucedida para as Jaquetas descomissionadas seja a de recifes artificiais. Esta opção será discutida no **Capítulo 6**.

#### **4.5. Topsides**

*Topsides, topside facilities* ou *deck* é a terminologia utilizada, para a porção de uma plataforma que incluem os equipamentos de perfuração, produção, processamento, utilização, acomodação e sustentação da subestrutura.

Os *topsides* variam tanto em funcionalidade, quanto em complexidade, desde grandes unidades de integradas de produção, perfuração e acomodações para 200 a 300 trabalhadores; a pequenas unidades de processamento ou perfuração (Gerwick, 1.986). Podem ser classificados em integrados, modulares ou híbridos (**Figura 4.11**). A escolha da configuração mais adequada

depende, principalmente, da capacidade dos navios guindastes utilizados no processo de instalação.

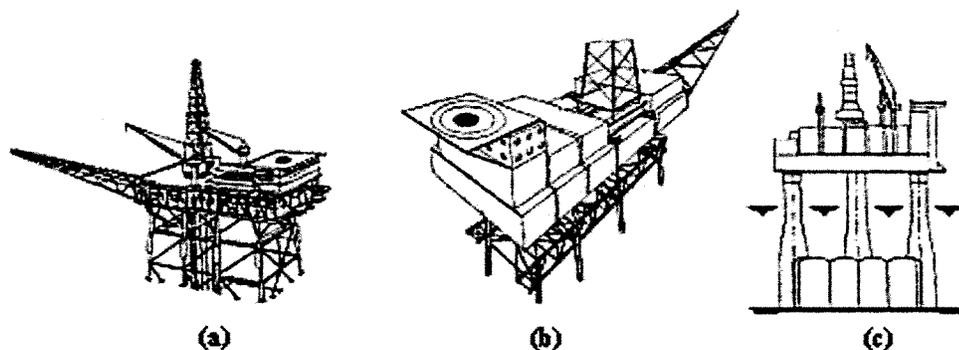


Figura 4.11.: (a) *Topsides* integrados ao convés; (b) *Topsides* modulares; (c) *Topsides* híbridos em subestruturas de concreto (Manago & Williamson, 1.997).

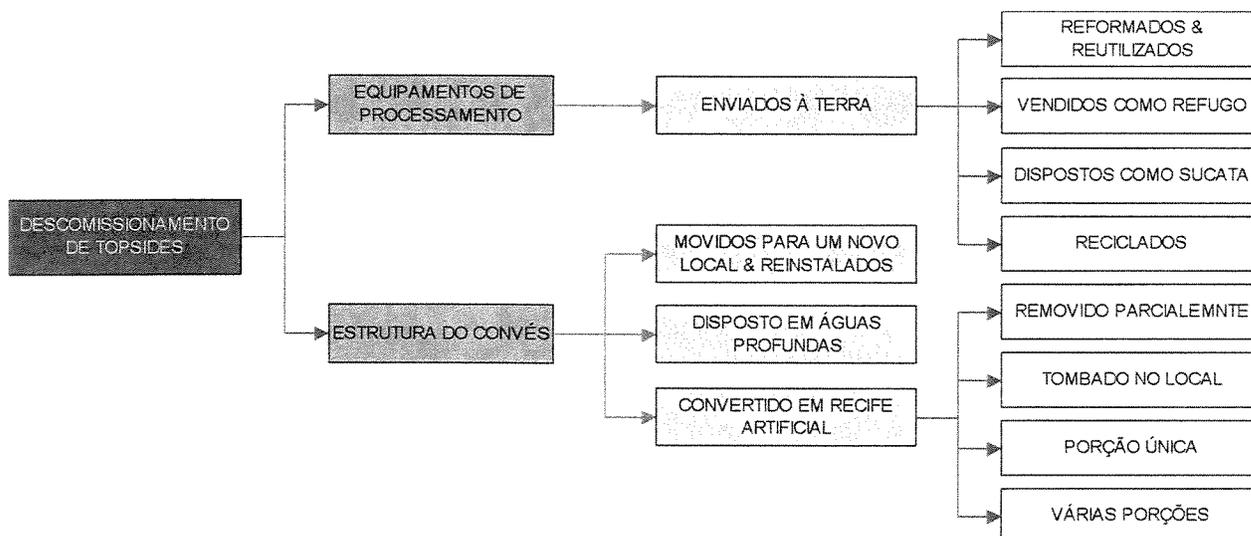
Os *topsides* integrados referem-se a um sistema em que os equipamentos de processamento são instalados no convés da estrutura durante a sua fabricação, isto é, são comissionadas em terra. Posteriormente, a estrutura do convés é instalada na subestrutura no local de produção no mar. Eles são geralmente instalados apenas por um navio guindaste, limitando o seu peso a algumas milhares de toneladas.

Já a configuração modular é utilizada na concepção de grandes *topsides*. A estrutura, neste caso, é subdividida em módulos (*containers*) que podem ser facilmente elevados pelos navios-guindastes. Os equipamentos de processamento são instalados nos módulos e, então, comissionadas no mar.

Os *topsides* com configuração híbrida são utilizados em grandes plataformas de produção, geralmente de concreto. Esta configuração caracteriza-se pela integração dos módulos e equipamentos de processamento à subestrutura.

As decisões quanto às opções de descomissionamento dos *topsides* só podem ser realizadas como parte de uma avaliação global do processo de descomissionamento do sistema de produção *offshore*. De qualquer forma, eles necessitam de limpeza e remoção de todas as substâncias tóxicas previstas pelas legislações vigentes.

As principais opções de descomissionamento para *topside*s são apresentadas na **Figura 4.12**.



**Figura 4.12.:** Opções de descomissionamento para *Topsides* (modificado Prasthofer, 1.997).

#### 4.5.1. Operação de Remoção

A operação de remoção consiste na retirada do convés integrado ou modular e da subestrutura. Isto pode ser obtido através de quatro modos distintos:

- Remoção como uma única unidade;
- Remoção de grupos de módulos;
- Remoção na ordem inversa da instalação;
- Remoção em pequenos blocos.

#### Remoção Única

A vantagem de se remover os *topside*s como uma única unidade (**Figura 4.13**) é o menor tempo da operação em mar. O método exige um navios de elevação robustos (HLV – *Heavy Lift Vessel*) com capacidade suficiente para o içamento. A geração existente de HLV limita este método a *topside*s com peso entre 3.000 a 5.000 toneladas (Meenan, 1.998).

Este tipo de remoção é prática para pequenas plataformas, presente geralmente em campos de gás, que possuem *topsides* pesando entre 1.000 a 2.000 toneladas (Gerwick, 1.986). O maior problema ou desvantagem deste método é como e onde desembarcar os *topsides* em terra. Dependendo da capacidade de suporte de carga do porto, é possível “escorregar” os *topsides* para o cais. Uma outra opção seria içar os *topsides* em cima de um navio cargueiro e, então, desmantelar os módulos no próprio navio.

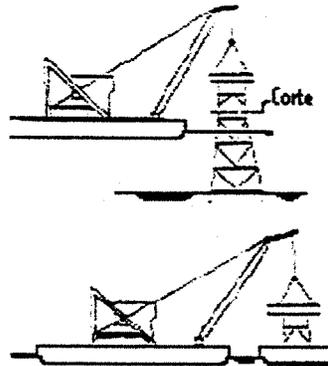


Figura 4.13.: Remoção única (Manago & Williamson, 1.997).

### Remoção por Módulos Combinados

Um estudo recente (Prasthofer, 1.997) concluiu que a remoção dos *topsides* em grupos de 2 ou 4 módulos de forma combinada é mais eficiente, dependendo do tamanho dos *topsides*. A vantagem estará na redução do tempo de utilização do HLV, visto que poucos içamentos serão necessários (Figura 4.14).

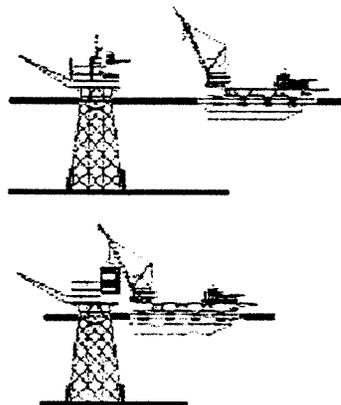
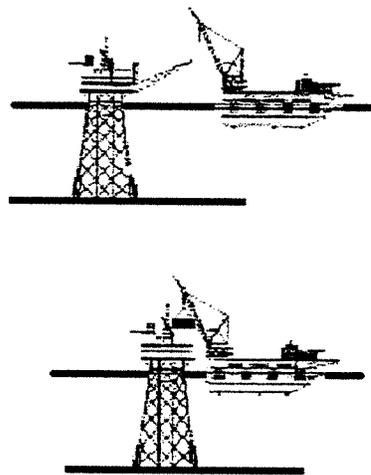


Figura 4.14.: İçamento de módulos combinados (Manago & Williamson, 1.997).

Este método necessita de arrumação, inspeção, fabricação e amarração dos pontos de içamento, bem como reforços adicionais para a realização de um içamento combinado. A posição dos módulos na plataforma e seu peso determinarão se este método será possível ou não e quais módulos poderão ser levantados de uma só vez. No caso, por exemplo, de grandes *topsides* onde a operação logística poderá ser bastante trabalhosa, a remoção por módulos não se apresenta mais vantajosa que as demais.

### **Remoção Reversa – Módulos Individuais**

Este método envolve a desconstrução dos *topsides*, seguindo a ordem reversa em que foi instalado, ou seja, a remoção dos módulos e dos componentes do convés um por vez (**Figura 4.15**). A instalação reversa necessita de navios cargueiros com capacidade moderada e/ou robustos navios guindaste para os grandes módulos.



**Figura 4.15.: Instalação reversa (Manago & Williamson, 1.997).**

Para que se possam estabelecer as condições dos módulos antes dos içamentos, são necessárias:

- Verificação da integridade estrutural, instalação de reforços se necessário, e estabilização do centro de gravidade dos módulos;
- Reinstalação de cabos guias ou instalação de novas estruturas para o içamento;
- Separação de toda a conexão entre os módulos.

Um planejamento prévio da preparação e das seqüências de elevação deve ser preparado a fim de maximizar a utilização dos equipamentos dos *topsides*, tais como acomodações e energia, minimizando, ao mesmo tempo, a permanência do HLV no local da operação.

### Remoção em Pequenos Blocos

O último método de remoção completa ou parcial dos *topsides* compõe-se da sua desconstrução utilizando dispositivos de corte, guindastes da plataforma, e equipamentos de apoio montados temporariamente no convés.

Os *topsides* seccionados são carregados em *containers* que, quando cheios, são colocados em navios de transporte e levados a terra. Próximo o término da operação, os guindastes da plataforma precisarão ser removidos, as operações de içamento são, então, revertidas para o convés montado com os equipamentos de apoio.

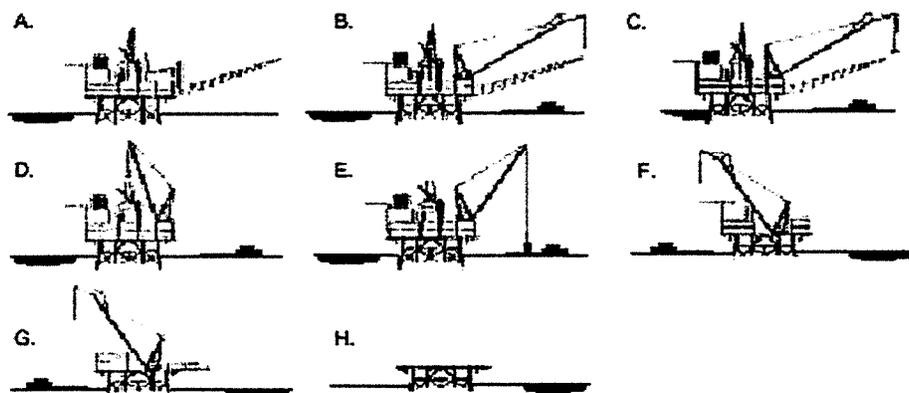


Figura 4.16.: Remoção em pequenos blocos (Manago & Williamson, 1.997).

A vantagem deste método é que não utiliza nem um HLV ou um navio cargueiro, apenas um pequeno navio guindaste pode ser necessário no término da operação para a remoção dos equipamentos de apoio colocados no convés. Embora este método consuma bastante tempo, apresenta um montante de custos bastante reduzido (Figura 4.16).

#### 4.5.2. Disposição

Após removidos, os *topsides* são dispostos basicamente de três formas distintas:

- Reforma e reutilização,

- Refugar e reciclar,
- Disposto em locais pré-estabelecidos.

Na prática, tem-se a utilização da combinação desses métodos. Isto significa que dependendo das condições de conservação dos componentes dos *topsides*, tais como vasos de pressão e compressores, estes poderão ser reformados e reutilizados.

Se, por qualquer motivo, o equipamento não puder ser reformado e/ou reutilizado, poderá, se possível, ser vendido como refugo, senão serão dispostos como sucata.

Apesar das oportunidades para a reutilização dos *topsides* estarem cada vez mais viáveis graças a evolução da tecnologia de recuperação de equipamentos, existem limitações inerentes como o fato de que maioria dos componentes é desenvolvida para um conjunto específico de necessidades, não podendo facilmente se encaixar nas exigências de operação e de processo de um novo sistema de produção *offshore* (ver 4.4.4. **Reutilização**).

#### **4.6. Oleodutos e Linhas de Fluxo**

Em geral, para um observador distante, o processo de descomissionamento envolve principalmente as estruturas mais visíveis (*topsides* e subestrutura). A presença ou a ausência de oleodutos e cabos de força relacionados a estes equipamentos é menos óbvia, ainda que importante no processo.

O descomissionamento dos oleodutos é necessário a fim de minimizar os possíveis impactos ambientais no local. As opções de remoção e disposição de tubulações e cabos não estão previstas por nenhuma legislação internacional vigente (Ferreira & Suslick, 2.000).

A maioria dos oleodutos é instalada com a técnica de “reboque de fundo” (*bottom tow*) (Gerwick, 1.986). Isto significa que os tubos foram soldados em terra, posicionados com bóias temporárias e posteriormente levados até o mar por barcaças. Muitos oleodutos são puxados em grupos de dois ou três até a estrutura de produção *offshore*. Após completado o reboque, as bóias são retiradas por mergulhadores, ROV, ou por barcos portando cabos de varredura (*sweep wires*). O método reboque de fundo é importante para o processo de descomissionamento porque os trenós de tração (*pull sleds*) utilizados na extremidade final do oleoduto são, geralmente, deixados próximos à plataforma. O processo de remoção deve considerar a disposição destes

trenós e quaisquer linhas remanescentes após a flutuação temporária ter sido removida das tubulações.

A maior parte dos oleodutos *offshore* no Brasil não foi enterrada quando instalados (Petrobrás, 2.000). No entanto, apesar de descobertos em grande parte de sua extensão, algumas porções dos oleodutos em áreas de deposição de areia podem ter sido naturalmente enterrados.

Os oleodutos que servem as plataformas *offshore* brasileiras geralmente variam de 4 a 22in de diâmetro (Petrobrás, 1.999), possibilitando a transferência dos fluídos de produção entre plataformas ou unidades de processamento e distribuição em terra. Alguns desses oleodutos são utilizados para o escoamento da água produzida nos poços, que após tratamento, pode ser descartadas ou injetadas novamente nos poços de produção. Os fluídos transportados nos oleodutos podem variar durante o seu ciclo de vida, que em média, dura 30 anos.

É difícil, senão impossível, desenvolver uma estratégia para o descomissionamento de oleodutos e linhas de fluxo sem que existam determinações legais específicas sobre a sua disposição.

A **Tabela 4.6** apresenta as principais opções de descomissionamento para oleodutos e linhas de fluxo.

**Tabela 4.6.: Opções de descomissionamento: Tubulações (modificado de UKOOA, 1.995).**

TUBULAÇÕES	
Deixar-no-local Sem Tratamento	
Tratar Internamente e Deixar-no-local	
Arar e Aterrar no Local	
Aterrar com Rochas no Local	
Remover <i>Spans</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dispor em terra e deixar restante no local;</li> <li>• Dispor em águas profundas e deixar restante no local.</li> </ul>
Remoção Completa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dispor em terra;</li> <li>• Dispor em águas profundas.</li> </ul>

Os cabos de potência, que funcionam da costa à estrutura produtora *offshore*, são blindados com uma ou duas camadas fios de aço, com fios de alta tensão projetados para carregar acima de 30.000 volts. Estes cabos possuem de 4 a 6in de diâmetro.

Os cabos de potência submarinos, quando enterrados ou simplesmente deixados no solo marinho, não apresentam perigo para traineiras. Na Noruega, por exemplo, eles têm sido tipicamente descomissionados e abandonados no lugar com as extremidades enterradas abaixo da linha do solo (MPE, 1.999).

O peso dos cabos cria um desafio para a sua recuperação, porque necessitariam de um grande carretel, geralmente com 10 metros de diâmetro, junto ao conjunto de guia linear de aço revestido: motores hidráulicos, revestidos de borracha que captura o cabo e empurra o através da ferramenta (Canadá, 1.997). Se removidos, o processo envolveria a união do cabo a um guincho de recuperação por mergulhadores. A extremidade do cabo seria recuperada através de um motor, movimentando-o até a embarcação da recuperação, onde uma tesoura hidráulica seria usada para seccionar o cabo, e finalmente armazená-lo para o transporte.

A reutilização destes cabos é questionável. Poderia simplesmente ser cortado em partes enquanto é recuperado; entretanto, a eliminação dos cabos é difícil, em virtude da complexidade na separação do conjunto blindagem, isolamento e fio de cobre (Canadá, 1.996).

É mais provável que sejam dispostos em terra. Até 1.997, todos os cabos de potência descomissionados, no Golfo do México, foram abandonados no local (MMS, 2.001).

#### **4.7. Poços**

O tamponamento e o abandono de poços (P&A – *Plugging and Abandonment*) é um dos estágios preliminares no processo de descomissionamento de um sistema de produção *offshore*. Um procedimento eficaz de P&A deve “*assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e também dos aquíferos existentes, prevenindo: a migração dos fluidos entre as formações quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento; e a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar*” (ANP, 1.999).

O descomissionamento de poços apresenta uma importância imediata e contemporânea no Brasil. Desde a quebra do monopólio do setor petrolífero em 1.997 (**Capítulo 3**), a cada ano, são perfurados 60-70 poços exploratórios (Brasil Energia, 2.000). Isto resulta, levando em consideração uma taxa de sucesso de 5:1, em uma taxa de abandono de 40-50 poços/ano.

Ciente dessa situação, a ANP publicou a Portaria 176 de 27 de outubro de 1.999 regulamentando o abandono de poços, a fim de preservar os aquíferos brasileiros e evitar o

abandono irresponsável por parte das operadoras. Baseada nas legislações europeia e norte-americana, a legislação brasileira considera diversos tipos de poços e abandonos.

Quando um operador determina a necessidade de abandonar um poço, de uma dada unidade produtora, inicia-se a revisão do projeto do poço, juntamente com os registros de intervenções prévias, condições geológicas e de reservatório. A operadora investiga todos os pontos que possam estar relacionados às questões de segurança e bem-estar daqueles envolvidos, bem como, as exigências legislativas. Finalmente, elaborada um programa baseado nas condições existentes do poço e do reservatório, permitindo satisfazer os objetivos de tornar o poço seguro quanto a futuros vazamentos e de preservar os recursos naturais remanescentes. As técnicas utilizadas na realização deste processo devem ser baseadas na experiência, na pesquisa e na adaptação das operadoras aos padrões legislativos vigentes.

Durante a fase de produção, excetuando-se a etapa de desenvolvimento, todo poço produtor de petróleo, gás ou injetor somente poderá ser abandonado mediante autorização da ANP. As exigências legislativas brasileiras (ANP, Portaria 176/99) para o abandono de poços são:

- O poço não poderá ser abandonado se estas operações prejudicarem de alguma forma quaisquer operações nos poços vizinhos. Exceto se, por algum motivo, esse represente ameaça à segurança e/ou ao meio ambiente.
- Qualquer espaço anular que se comunique com a superfície do terreno ou o fundo do mar deve ser isolado. Os revestimentos que cobrirem intervalos com petróleo, gás ou água de qualquer qualidade e, que não estiverem adequadamente cimentados, deverão ser perfurados nas profundidades apropriadas para, através de recimentação ou de compressões de cimento, proporcionarem o isolamento.

#### 4.8. Sistemas Submarinos

A configuração do sistema submarino pode variar bastante, desde a produção através de um simples poço até um sistema composto por vários *manifolds*, *templates*<sup>20</sup>, *risers*, árvores-de-natal, cabos de ancoragem.

---

<sup>20</sup> *Template* – Serve como uma âncora para a linha-guia e como fundação para a base-guia permanente. Apresenta uma abertura no centro por onde passam equipamentos para intervenção no(s) poço(s).

Uma sugestão para o descomissionamento das principais estruturas e equipamentos submersos é apresentado na **Tabela 4.7**.

**Tabela 4.7.: Opções de descomissionamento para instalações submarinas (Meenan, 1.998).**

EQUIPAMENTOS	DESCOMISSIONAMENTO
<i>Template</i> de Perfuração (plataforma)	Devem ser tratados como parte da subestrutura Jaqueta
<i>Template</i> de Perfuração (satélite)	Deve ser completamente removida e quaisquer acumulações removidas até uma profundidade adequada
<i>Manifold</i> de produção (pequenos e médios)	Deve ser completamente removida e quaisquer acumulações removidas até uma profundidade adequada
<i>Manifold</i> de produção (grandes)	Devem ser considerados de forma especial. A remoção do sistema de tubulações deve ser desconsiderada
Árvores-de-natal	Devem ser completamente removidas
Cabeça de poço	Removida como parte do abandono de poços
Estruturas de Proteção	Devem ser completamente removidas, a menos que haja alguma vantagem em sua manutenção
Blocos de ancoragem (concreto)	Devem ser removidos se pequenos. Grandes blocos devem ser considerados caso-a-caso
Pontos de ancoragem	Deve ser completamente removidos e quaisquer acumulações removidas até uma profundidade adequada
Base de <i>risers</i>	Deve ser completamente removida e quaisquer acumulações removidas até uma profundidade adequada
Ancoragem: correntes e cabos	Devem ser completamente removidos
<i>Risers</i> (rígidos e flexíveis)	Devem ser completamente removidos

Na prática o que se observa é que em lâminas d'água rasas e medianas, a remoção completa desses elementos pode ser obtida valendo-se de tecnologias de corte existentes aliadas a pequenas embarcações. Já em lâminas d'água maiores (acima do limite possível de intervenção direta de mergulhadores), tal como ocorre em grande parte da Bacia de Campos – RJ; os equipamentos existentes são geralmente de operação remota. Nestes casos, a solução de descomissionamento encontra-se no equilíbrio entre a opção de Remoção Completa e Deixar-no-local.

#### **4.9. Cascalhos de Perfuração (*Drill Cuttings*)**

Uma alteração mais difícil de se remediar no solo marinho refere-se aos montes compostos por fragmentos de conchas, cascalhos oriundos da operação de perfuração (*drill cuttings*) e

cimento, que podem acumular sob as instalações em água rasas onde a dispersão é mínima. As plataformas recentes descomissionadas pela Chevron foram caracterizadas por montes de cascalhos com mais de 6 metros de altura (Gerrard et. al., 1.999).

Em águas profundas, tais acumulações tendem a se dispersar sobre uma área maior, apesar das acumulações do cimento em torno dos *risers* poderem prejudicar as redes.

**Tabela 4.8.: Opções de descomissionamento: Cascalhos de Perfuração (UKOOA, 1.995).**

PILHA DE CASCALHOS DE PERFURAÇÃO	
Deixar-no-local	
Enterrar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Em um buraco no local;</li> <li>• Com rochas, dispondo-a no local.</li> </ul>
Cobrir com uma Membrana no Local	
Arrumação Controlada no Local	
Resgatar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tratado e disposto em terra;</li> <li>• Disposto em terra sem tratamento;</li> <li>• Tratado em terra e disposto em águas profundas;</li> <li>• Disposto em águas profundas sem tratamento;</li> <li>• Reinjetar nos poços.</li> </ul>

#### 4.10. Operações/Etapas de um Processo de Descomissionamento

Mesmo diante dos diferentes caminhos que o processo de descomissionamento pode trilhar em função de uma estrutura, é possível estabelecer quais seriam as operações/etapas básicas para qualquer processo a ser desenvolvido.

Portanto, em um processo de descomissionamento de sistemas de *offshore* produção, as principais etapas são:

1. Planejamento e Gerenciamento do Projeto;
2. Mobilização de Navios de Elevação Robustos (HLV – *Heavy Lift Vessel*) e de Navios Cargueiros;
3. Tamponamento e Abandono de Poços;
4. Preparação da Plataforma para Remoção;

5. Oleodutos;
6. Remoção dos Condutores;
7. Remoção Estrutural – *Topsides*;
8. Disposição de Resíduos;
9. Limpeza do Local;
10. Verificação.

Embora algumas das operações apresentadas acima: Remoção Estrutural; Transporte e Disposição; Limpeza do Local e Verificação variem sensivelmente conforme a opção de descomissionamento escolhida, as demais permanecem praticamente as mesmas independentemente da opção selecionada (TSB, 2.000).

#### **4.10.1. Planejamento e Gerenciamento do Projeto**

Esta etapa, geralmente começa dois ou três anos antes do início do processo de descomissionamento. O planejamento prévio das operações pode reduzir significativamente os seus custos, já que a disponibilidade de especialistas e equipamentos apropriados ao descomissionamento é relativamente limitado (Ferreira & Suslick, 2.000).

Consiste, basicamente em:

- Planejamento do Descomissionamento;
- Obtenção de Permissões Legais: inclui todas as atividades referentes à obtenção das permissões municipais, estaduais e federais necessárias à realização do descomissionamento. Geralmente nesta etapa são contratadas empresas de consultoria ambiental, a fim de avaliar os possíveis impactos, por exemplo, na atividade pesqueira do local;
- Questões Técnicas Preliminares: análises geofísica, estruturais;
- Questões Contratuais;
- Previsão de serviços temporários, supervisão *offshore*;
- Isolamento de oleodutos, linhas de fluxo e poços.

As operações de descomissionamento dos sistemas de produção *offshore* requerem o planejamento prévio para que se possa determinar a metodologia das operações a serem realizadas, a determinação do tamanho e capacidade dos equipamentos a serem utilizados. A análise da documentação histórica dos equipamentos, antes do encerramento de seu funcionamento, é imprescindível para identificação de resíduos tóxicos. A documentação de encerramento das atividades de produção deve apresentar o seu histórico a fim de proporcionar subsídios para avaliação da necessidade ou não de operações de limpeza antes do início do descomissionamento.

Por outro lado, a determinação da técnica de remoção mais adequada exigirá análise detalhada de dados recentes e características dos equipamentos que serão reunidos e analisados para determinar o quanto eles poderão ser removido.

No caso, por exemplo, de oleodutos, os dados devem incluir informações sobre posições e profundidades do aterramento dos oleodutos, lâminas d'água ao longo da rota do canal de petróleo, posições de possíveis obstáculos próximos ao oleoduto ou à estrutura e informações ambientais, tal como a posição de colônias de algas. Características, tais como o diâmetro, espessura de parede, a densidade; e posições e peso dos revestimentos (se presente), flanges, trenós da tração, e cruzamentos. Essas informações preliminares podem ser obtidas através de um grande número de fontes: revisões de registros históricos, documentações da construção, exames externos e registros de eventuais conflitos com os demais usuários da região.

#### **4.10.2. Mobilização de Navios de Elevação Robustos e de Navios Cargueiros**

Envolve a elevação e o transporte da subestrutura e módulos ou seções dos *topsides* até um local previamente desenvolvido para o seu desmantelamento, acondicionamento, reciclagem ou disposição como refugo. Para tal, utilizam-se navios de elevação robustos (HLV – *Heavy Lift Vessel*). Atualmente, há duas grandes embarcações–guindaste operando ao redor do mundo (VLSSCV – *Very Large Semi-Submersible Crane Vessel*), com capacidade de elevação de até 14.000 toneladas (Meenan, 1.998).

#### **4.10.3. Tamponamento e Abandono de Poços**

A seguir, o procedimento brasileiro para o abandono permanente de poços *offshore* verticais e horizontais segundo a Portaria 176/99 da ANP.

## Poço Horizontal

Um tampão de cimento deve ser deslocado, tendo, no mínimo, 30 metros de comprimento, no topo do *liner*<sup>21</sup>. Caso este esteja posicionado no trecho horizontal do poço, deve-se assentar um tampão mecânico e deslocar um tampão de cimento de, no mínimo 30 metros de comprimento, imediatamente acima. Um tampão de superfície, também de, no mínimo 30 metros de comprimento deverá ser deslocado, e seu topo posicionado em profundidades variando entre 100 e 250 metros.

## Poços Verticais

Nos intervalos de poço aberto:

- Devem-se deslocar os tampões de cimento de modo que cubram, no mínimo 30 metros acima e 30 metros abaixo qualquer zona de petróleo, gás ou água, ou até o fundo do poço, a fim de impedir a migração dos fluídos entre as formações, superfície ou fundo do mar;
- Deve-se deslocar um tampão de cimento, de, no mínimo, 70 metros de comprimento, para que sua base fique posicionada 30 metros abaixo da última sapata do revestimento;
- Caso existam zonas com perda de circulação nos intervalos abertos, deve-se assentar um tampão mecânico permanente próximo à última sapata do revestimento e deslocar um tampão de cimento, de, no mínimo, 30 metros de comprimento, acima do referido tampão mecânico.

No intervalo canhoneado:

- Deve-se deslocar um tampão de cimento, de modo que seu topo fique 30 metros acima do topo do trecho canhoneado e 30 metros abaixo da base desse intervalo, ou no topo de qualquer tampão existente no revestimento (tampão mecânico, tampão de cimento, colar, etc.), ou no fundo do poço, caso esse tampão ou o fundo do poço esteja a menos de 30 metros abaixo do trecho canhoneado;

---

<sup>21</sup> Porção parcial de uma tubulação estendendo-se do fundo do poço até a um pouco acima do final do revestimento anterior. Os *liners* realizam a mesma função de revestimentos de produção selando zonas produtivas das demais formações. Os *liners* podem ou não ser cimentados no local.

- Deve-se, então, efetuar compressão;
- O isolamento entre intervalos canhoneados deve ser feito assentando-se tampões mecânicos permanentes ou de cimento. O isolamento do intervalo canhoneado mais raso deve ser feito colocando-se um tampão mecânico permanente 20 metros acima do topo e deslocando-se um tampão de cimento, de no mínimo 30 metros de comprimento, acima do tampão mecânico.

Se uma parte de quaisquer colunas de revestimento for recuperada, permanecendo a outra parte no poço, a porção remanescente deverá ser tamponada observando:

- Se o topo da parte remanescente da coluna estiver dentro de uma outra coluna de revestimento, um dos dois métodos abaixo deverá ser utilizado:
  - Um tampão de cimento deslocado de modo que sua base fique posicionada a 30 metros abaixo do topo da parte remanescente da coluna de revestimento, e seu topo 30 metros acima da mesma coluna;
  - Um tampão mecânico permanente posicionado a 15 metros acima do topo da parte remanescente da coluna de revestimento e, imediatamente acima desse tampão mecânico, um tampão de cimento de no mínimo 30 metros de comprimento.
- Caso o topo da parte remanescente da coluna de revestimento esteja abaixo da sapata da coluna de revestimento de diâmetro imediatamente superior, deverá ser deslocado um tampão de cimento de modo que sua base fique posicionada a 30 metros abaixo do topo da parte remanescente da coluna de revestimento e seu topo a 30 metros acima dessa coluna.

As características dos cimentos utilizados na confecção dos tampões, bem como os procedimentos de mistura das pastas de cimento, devem obedecer as Normas API SPEC 10 A e API RP 10 B. Os tampões, quer sejam de cimento, quer sejam mecânicos, devem ser testados com 7 MPa, aceitando-se uma queda de pressão de 10% para um período de teste de quinze minutos.

No abandono permanente de poço, a operadora deve remover do local todos os equipamentos de poços instalados: acima do fundo do mar.

#### 4.10.4. Preparação da Plataforma para a Remoção

Esta etapa compreende as atividades referentes à segurança e preparação da instalação para a opção de descomissionamento. É nesta etapa que também ocorre a limpeza dos equipamentos do *topsides*, e da subestrutura.

Primeiramente, realiza-se uma inspeção da plataforma, acima e abaixo da superfície d'água a fim de determinar sua condição estrutural e identificar os possíveis problemas. Dependendo da profundidade da LDA, mergulhadores ou um ROV realizam a inspeção na porção submarina restante. Todo o trabalho adicional, que pode ser feito antes da chegada do HVL, bem como a alocação de pessoal e equipamento a serem utilizados são realizados nesta fase (Manago & Williamson, 1.997).

Ocorre também nesta fase a limpeza de todas as tubulações e equipamentos que contenham hidrocarbonetos e/ou eventuais substâncias tóxicas. Os módulos ou a estrutura do *topsides* podem ser removidos por diferentes métodos (ver 4.5.2. **Operação de Remoção**), bem como todas as conexões elétricas e tubulações e a realização de todo o trabalho necessário à preparação dos *topsides* para a elevação.

#### 4.10.5. Oleodutos

Os oleodutos devem ser analisados, se possível, no local ou, então, através de dados existentes a fim de determinar a localização das flanges, cruzamentos, agrupamentos de algas e outros possíveis *habitats* marinhos (Canadá, 1.997).

Os oleodutos devem ser limpos utilizando o processo chamado de “*Pig* Progressivo” (*Progressive Pigging*). O *pig* é um “bastonete”, feito de espuma (geralmente polietileno), cujo diâmetro é ligeiramente maior que o diâmetro interno da tubulação.

Primeiramente, o *pig* é introduzido na tubulação através de um “lançador de *pigs*”. O lançador possui o diâmetro maior que a tubulação para que seja possível inserir o *pig* com as mãos, e um tampão ou uma flange que fecha atrás. O *pig* é, então, empurrado do lançador para a tubulação graças ao bombeamento de ar, nitrogênio, água ou agentes químicos. Uma quantidade específica de fluido ou gás é bombeada antes da inserção de um segundo *pig* no lançador. Este processo continua progressivamente até a remoção todos os hidrocarbonetos remanescentes. Os

*pig* são recebidos na extremidade oposta da tubulação pelo “recedor de *pigs*”, que é bastante similar ao lançador.

Os tipos de *pigs* a serem utilizados são baseados nas condições das tubulações, histórico anterior de limpeza, e expectativa de crescimento de parafina, corrosão, ou outros resíduos resultantes da produção. Os principais tipos são apresentados abaixo (Canadá, 1.997):

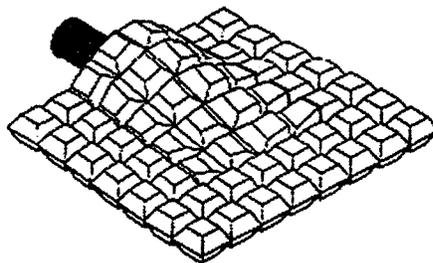
- A. Poli *Pig* de Baixa Densidade – é um *pig* de baixa densidade, que pode passar através de oleodutos parcialmente bloqueados, pois é possível que deformem bastante conforme são empurrados. Estes *pigs* não permitem que haja a passagem de fluídos ou gases em sentido reverso ao seu deslocamento garantindo que todo o líquido e/ou material (parafina) no interior do oleoduto seja deslocado pelo fluído ou gás atrás do *pig*;
- B. Poli *Pig* de Média Densidade – é um *pig* de média densidade que passa através de oleodutos entupidos com a aplicação de força moderada, removendo a parafina das paredes internas do oleoduto;
- C. Poli *Pig* de Alta Densidade – é um *pig* de alta densidade, que se desloca em oleodutos entupidos com a aplicação de muita força, conseguindo desta forma a remoção de grande quantidade de material;
- D. *Pig* Escova (*Brush Pig*)– este *pig* possui cerdas de metal, ou de um outro material resistente, para que seja possível a remoção de material remanescente dos estágios de limpeza anteriores;
- E. *Pig* Raspadeira (*Scraper Pig*) – este *pig* tem aletas de alta resistência, que funcionam como raspadores. São utilizados na remoção do material remanescente mais aderidos às paredes dos oleodutos;
- F. Poli *Pig* – realiza a limpeza final do oleoduto.

O processo de *pig* progressivo é necessário para garantir que durante a operação os *pigs* não fiquem presos na tubulação. A utilização de *pigs* de alta densidade ou *scraper pig* na primeira limpeza pode remover material suficiente para que o *pig* pare e bloqueie a linha. Empurrando os primeiros *pigs* com agentes químicos (lubrificantes) promoverá a dissolução dos resíduos de hidrocarbonetos, permitindo que *pigs* mais densos possam remover grande quantidade de material antes da utilização de um *scraper pig*.

Vale salientar que oleodutos que estiverem limpos na época de seu fechamento poderão requerer apenas a utilização de *pigs* de baixa densidade empurrados por corrente de água. Além da utilização de instrumentos, a verificação do grau de limpeza dos oleodutos pode ser realizada baseada na qualidade da água corrente que visualmente não deve conter manchas decorrentes de hidrocarbonetos.

Após limpos, os oleodutos podem ser seccionados e removidos. Geralmente, os oleodutos devem ser seccionados em peças de comprimento de aproximadamente 2 metros para, então serem rebocados a terra.

Quando dentro da zona de arrebentação, os oleodutos devem ser, preferencialmente, removidos ou ao menos tamponados e enterrados. Quanto mais próximos à costa, maior a necessidade de proceder à remoção completa, principalmente, se esses atravessarem ecossistemas sensíveis, tal como manguezais. Quanto às extremidades dos oleodutos, devem ser enterradas no solo marinho, a fim de não atrapalhar atividade de pesca com redes. Quando não possível, uma solução alternativa seria a colocação de uma manta de concreto como apresentado na **Figura 4.17** (Feizlmayr, 1.999).



**Figura 4.17.: Manta de concreto para tratamento de extremidades de oleodutos (Manago & Williamson, 1.997).**

A metodologia para o corte em oleodutos pode ser crítica, especialmente se um longo trecho tiver de ser removido. Os revestimentos de proteção, por serem de pesos e tamanhos variados ao longo da extensão de um oleoduto, dificultam a operação de seccionamento, uma vez que esses devem ser retirados para que a tubulação possa ser cortada. A capacidade dos barcos, tanto para a recuperação, quanto para a armazenagem dos oleodutos deve ser avaliada juntamente com equipamentos auxiliares, tais como navios cargueiros e rebocadores.

A recuperação de seções do oleoduto é realizada utilizando-se um guincho acoplado a uma barcaça. Pode ocorrer também a necessidade de um guindaste para auxiliar o içamento da tubulação. Em casos extremos, haverá a necessidade de escavações. A operação da remoção criará forças no oleoduto que resultarão na formação de ondas e/ou dobras. Estas falhas estruturais não têm nenhum impacto no processo da remoção.

A interseção de dois ou mais oleodutos pode ser um problema, principalmente, se o oleoduto a ser descomissionado fizer ligação com um outro ainda em produção. As interseções são, geralmente, construídas com pontes de aço e/ou de sacos de cimento. Neste local, cria-se um monte que pode ser um obstáculo às traineiras. A remoção completa de um dos oleodutos numa interseção é um elemento do risco. Neste tipo de situação, abandonar o oleoduto no lugar do cruzamento pode ser aconselhável com o escopo de se evitar distúrbios no oleoduto em serviço.

A disposição de oleodutos é também uma questão crítica. A reutilização do aço, em virtude da presença dos revestimentos de produção, não é factível. O valor do aço refugado nos oleodutos não é superado pelo custo de remoção do seu revestimento. Este processo é dispendioso e a metodologia adotada no processo do material para descarte importante, para que se possa atingir um resultado economicamente viável.

#### **4.10.6. Remoção de Condutores**

Se presentes, todos os condutores devem ser removidos até 5 metros abaixo da linha do solo marinho (TSB, 2.000). Utiliza-se para esta remoção a combinação de macaco hidráulico, guindaste e plataforma de perfuração. Este trabalho pode ser realizado antes da chegada do HVL. Geralmente, o macaco hidráulico na embarcação não será capaz de remover o condutor se ele ainda estiver enterrado. Assim, primeiramente, o condutor deve ser pinçado até que aproximadamente 12 metros de sua seção seja exposta (TSB, 2.000). O equipamento da plataforma de perfuração é utilizado até que o macaco hidráulico seja capaz de suportar o peso da seção do condutor. Neste momento, o condutor é seccionado utilizando cortadores mecânicos externos. A seção é, então, removida por um guindaste da plataforma que posteriormente a aloca em uma outra embarcação. Este procedimento (pega, elevação, corte e remoção) é repetido, até que todo o condutor seja completamente retirado.

#### 4.10.7. Remoção Estrutural

A remoção dos *topsides* pode ser realizada por um dos procedimentos descritos no 4.5.2. **Operação de Remoção.** Posteriormente, as seções dos *topsides* e pilares das subestruturas são elevados pelos guindastes do HLV. Finalmente, as seções são assentadas nos compartimentos de carga e afixadas na estrutura do navio cargueiro.

#### 4.10.8. Descarte de Resíduos

Os materiais geralmente removidos e descartados são: aço processado, cimento e lama de perfuração. Há basicamente três métodos de disposição: refugo para disposição em locais previamente estabelecidos, reciclagem e reutilização. As oportunidades de reutilização e reciclagem dependerão de alguns fatores, tais como: integridade estrutural, desenvolvimentos adicionais na região de produção de petróleo, concordância entre os parâmetros técnicos, etc. (4.4.4. Reutilização).

#### 4.10.9. Limpeza do Local

O último estágio no processo de descomissionamento *offshore* é a Limpeza do Local. É um processo de eliminação dos impactos adversos ao *habitat* marinho decorrentes das operações *offshore* de produção. Esta etapa pode ser dividida em três fases (Pulsipher, 1.996):

- Mapeamento do local de trabalho (Reconhecimento),
- Inspeção e limpeza do local de trabalho (Avaliação/Reparo),
- Retirada de resíduos (escombros) do local de trabalho (Verificação).

Apesar das pequenas quantidades de materiais lançadas por uma instalação *offshore*, a sua soma cumulativa ao longo de sua vida produtiva pode ser significativa. Deve-se compreender que as quantidades de resíduos (**Tabela 4.9**) associados à um local *offshore* frequentemente não são resultado de um lançamento intencional.

Na prática, esses resíduos podem ser atribuídos às perdas acidentais associadas a atividades de rotina, algumas das quais não estão diretamente relacionadas com a operação da instalação. As plataformas são constantemente servidas por embarcações para a transferência de suprimentos e pessoal da/para base em terra. Pneus são geralmente utilizados como proteção no atracamento de embarcações nas plataformas. Estes podem ser eventualmente perdidos durante

os contatos inerentes. Em menor frequência, uma embarcação pode perder o seu carregamento durante a transferência para a plataforma. Há também a perda de materiais durante manutenções de rotina. A ancoragem das embarcações de serviço pode cair, deixando âncoras, cabos e correntes no solo marinho. Os montes de resíduos, então, acumulam-se em torno da base da plataforma. Tais acumulações, combinadas com a lama, os fragmentos de rochas e o cimento descarregado durante as operações de perfuração/intervenções podem alcançar uma espessura, em águas rasas onde a dispersão é menor, superior a 5-6 metros acima do solo marinho original. Criam-se, desta forma, protuberâncias no solo marinho.

**Tabela 4.9.: Classificação de resíduos (UKOOA, 1.995).**

TIPOS DE RESÍDUOS			
INERTES	NÃO-PERIGOSOS	PUTRECÍVEL	DANOSOS
Concreto	Plástico	Madeira	Asbestos
Cobre	Borracha		PCB
Chumbo			Óleos Residuais
Lã mineral			<i>Sludges</i> <sup>22</sup>
Aço Inoxidável			
Aço			
Zinco			

Salvo alguns casos, a perda desse material no mar é considerada normal. Desta maneira, a sua recuperação não é vista como necessária. O resgate desses fragmentos não é economicamente viável e geralmente não representa risco nem, agrega valor adicional algum à estrutura enquanto esta permanece no local. Em alguns casos, os resíduos podem até mesmo incrementar o *habitat* artificial associado à estrutura.

Contudo, se uma estrutura tiver de ser removida, a legislação européia (OSPAR, 1.998) exige que o local afetado pela plataforma e pelas atividades a ela associadas seja limpo de todos os possíveis materiais nocivos ao ambiente, eliminando ou reduzindo eventuais interferências na utilização de outros usuários. O estabelecimento do tamanho de um raio fixo ao redor de uma

<sup>22</sup> Emulsão viscosa contendo água, carbono, brita e óleo oxidado.

estrutura *offshore* em que deverá se proceder à atividade de limpeza é, geralmente, estabelecido pela agência governamental reguladora na aprovação do projeto de descomissionamento do sistema de produção.

A limpeza de um local *offshore* pode parecer uma tarefa simples, mas a experiência comprova que para se atingir os padrões de limpeza especificados, a tarefa torna-se bastante complexa. A estratégia para a limpeza deve ser baseada nas características específicas do local. Uma estratégia adequada para um determinado local se demonstra ineficaz ou desnecessária em outro. Durante o planejamento da operação de limpeza do local deve-se considerar o grau do esforço necessário na localização, avaliação e resolução dos problemas associados aos resíduos e aos distúrbios no solo marinho depende da utilização da área, localização do *habitat*, idade da plataforma e frequência de certas atividades associadas com a operação da instalação que está sendo descomissionada.

A limpeza do local ao redor de uma típica estrutura *offshore* brasileira com 20-30 anos de operação pode ser a principal parte do esforço durante o descomissionamento.

Como a densidade de resíduos é geralmente elevada na região próxima à estrutura, muitos, se não a maioria, dos resíduos são recuperados utilizando os próprios equipamentos da plataforma. Depois da remoção da instalação, o método mais comum utilizado para na remoção de resíduos é a pesca de arrastão com redes. Utilizam redes especiais, mais resistentes, com o engranzamento reforçado, chamadas, geralmente, de “redes gorila” (*gorilla nets*). Estas redes são arrastadas no solo marinho de maneira a fornecer cobertura de 100% da área da limpeza nas quatro direções, com trilhas de 90°. Este pode ser um dos mais eficientes e econômicos métodos para assegurar a retirada de resíduos importantes sejam removidos em áreas grandes. Deve-se observar que a maioria dos locais (Golfo do México) onde este método foi utilizado, a profundidade era inferior a 90 metros. Utilizar este tipo de equipamento em profundidades maiores requereria uma capacidade de elevação significativamente maior por parte dos guindastes e de potência por parte das embarcações, razão que pode tornar esse método pouco viável em águas brasileiras.

#### 4.10.10. Verificação

Melhor método para testar a adequação das operações de limpeza do local, quando o objetivo é garantir condições para traineiras, procedimento a ser utilizado e a passagem de uma rede pela área. Este procedimento foi utilizado, recentemente, em dois projetos de descomissionamento na Califórnia. Em ambos os casos, pescadores locais foram contratados (Holbrook et. al., 2.000).

No primeiro projeto, localizado em águas rasas foi utilizado uma rede com um reticulado muito denso, programado para cobrir uma área ao redor da plataforma de 300 metros de raio (Chevron, 2.000). A navegação por GPS – *Global Positioning System* (Sistema de Posicionamento Global) foi usada para encontrar exatamente localização de cada uma das saliências existentes. Encontradas e documentadas, as saliências foram sistematicamente removidas.

No segundo projeto, a área de limpeza era relativamente grande, aproximadamente 5 km<sup>2</sup>, em profundidades que variaram ente 90 e 200 metros (Exxon, 2.000). Embora necessária, a operação de limpeza foi considerada uma medida temporária, pois a concessão ainda estava ativa e poderia necessitar no futuro de uma nova limpeza no momento em que o campo fosse finalmente descomissionado. Neste exemplo, o objetivo do procedimento com redes focalizou somente as áreas com potencialmente problemáticas. Por causa da profundidade da água e da dificuldade no posicionamento em função das características da rede, rastreadores acústicos foram instalados para assegurar a localização precisa dos resíduos.

Quando as características de um local não comportam o procedimento de arrastão, o método o mais apropriado para a verificação é um exame com um sonar de varredura após a limpeza, similar àquele usado no durante a pré-limpeza. Uma comparação dos dados antes e após a limpeza fornece um retrato detalhado do que foi realizado, além de ser um método eficiente na documentação da condição final do local.

## Capítulo 5

### Processo Decisório

De acordo com a legislação europeia vigente (OSPAR, 1.998; DTI, 2.000), o melhor modelo para o descomissionamento de sistemas de produção *offshore* é aquele que atende principalmente a critérios ambientais, previamente estabelecidos. É conhecida como BPEO (*Best Practicable Environmental Option*), isto é, a ‘Melhor Opção Factível Ambiental’.

#### 5.1. BPEO – *Best Practicable Environmental Option*

Na Europa, as decisões sobre as opções de descomissionamento são baseadas na BPEO, descrita pela Comissão Britânica Real sobre Poluição Ambiental (*Royal Commission of Environmental Pollution*). Estritamente definida, a metodologia BPEO visa encontrar a opção de descomissionamento capaz de promover o menor impacto ambiental.

A metodologia BPEO aborda uma série de princípios importantes incluindo, entre outros (NERC, 1.998):

- As opções alternativas devem ser procuradas de forma diligente e imaginativa, a fim identificar uma solução mais completa possível, cujos impactos no meio ambiente (ar, água e terra), incluindo efeitos acumulativos sejam considerados;
- A documentação analisada deve identificar a origem dos dados, sua relevância e sua confiabilidade;
- As evidências científicas devem ser apresentadas objetivamente, a fim de colaborar nas decisões que têm implicações sociais e políticas;

- As considerações financeiras não devem ser proibitivas na criação e avaliação das opções.

## 5.2. Críticas à Metodologia BPEO

A intenção por detrás da metodologia BPEO é validar a praticabilidade de uma opção de descomissionamento considerando fundamentalmente as questões ambientais.

Contudo, a metodologia BPEO deveria ser capaz de eliminar uma análise mais detalhada de impactos ambientais menos significativos. Uma revisão inicial deveria identificar os pontos relevantes para uma avaliação mais detalhada a posteriori daquelas opções mais robustas quanto às incertezas sobre a segurança e ao impacto ambiental.

Todavia, esta revisão inicial não exclui uma extensa avaliação sobre o impacto ambiental de cada uma das opções de descomissionamento, que deve conter estudos sobre o consumo de energia, emissões de ar, consumo do recurso e eliminação de resíduos, juntamente com a avaliação sobre os efeitos ecológicos possíveis.

É importante lembrar, contudo, que essas cinco medidas medem efeitos diferentes e estão em unidades diferentes, logo, não é possível compará-las quantitativamente para produzir um único valor. Além disso, as estimativas de custo para serem realistas dependem de comparações rigorosas, necessitando ir bem além da simples observação das propostas de companhias especializadas no descomissionamento. Indagações sobre a necessidade política e aceitação social deveriam ser exploradas em paralelo com avaliação técnica.

Para estas razões, a orientação na seleção da BPEO deve desenvolvida além da perspectiva ambiental, permitindo que as dificuldades práticas, surgidas em decorrência das informações disponíveis serem preliminares nas opções, sejam refinadas como o desenvolvimento do processo de seleção.

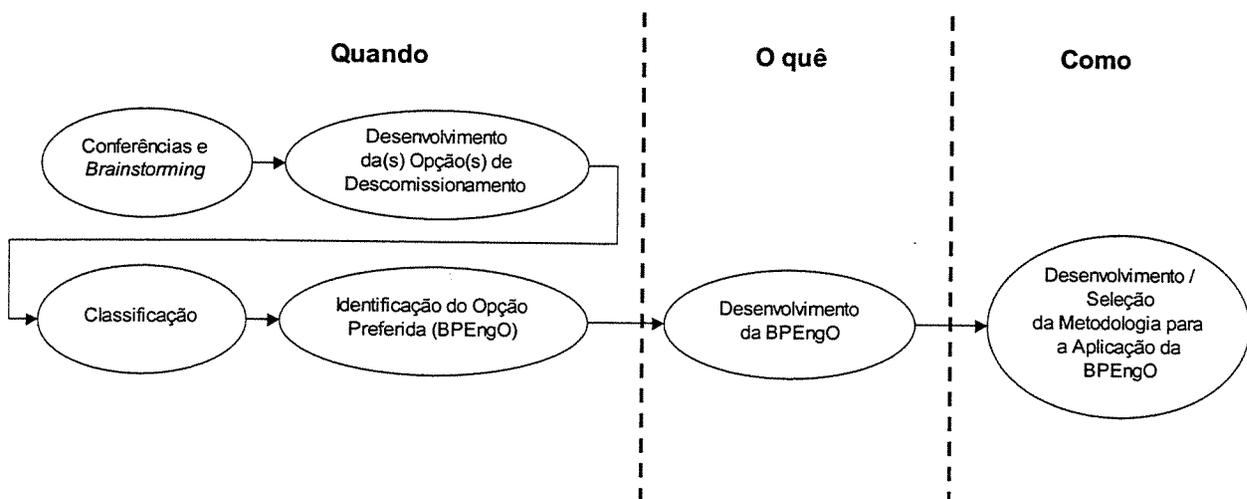
Ressalte-se ainda, que deve contemplar também outros grupos de interesse (*stakeholders*) que não só o ambiental. Desta forma, para cada um dos grupos (financeiro, político e segurança e bem-estar dos trabalhadores) haveria, dentre as principais opções de descomissionamento, um conjunto comum de ações que melhor se adequaria aos seus interesses. Por exemplo, as operadoras preferiram encontrar novas reservas e investir em novas construções a descomissionar. Tentarão adiá-lo o mais que possível. Estarão, portanto, propensas a soluções de

baixo custo, tais como a remoção parcial, a soluções mais abrangentes como a remoção completa. Já as empresas ligadas à construção marítima, observam o processo de descomissionamento como uma oportunidade de negócio. Será de seu interesse que todas as instalações sejam removidas, de forma a maximizar seus lucros. Os eventuais pescadores da região desejaram opções que maximizem a atividade pesqueira e reduzam a possibilidade de resíduos que, por ventura, causem dano aos seus equipamentos.

Há, portanto, forte divergência entre os interesses dos diferentes grupos. Uma maneira de fazê-los convergir seria através da realização de uma revisão objetiva e independente das possíveis opções de descomissionamento para um sistema produtivo, isto é, um ‘Estudo de Descomissionamento de Longo Prazo’ (EDLP) (Hughes & Fish, 2.000).

### 5.3. Alternativa à Metodologia BPEO

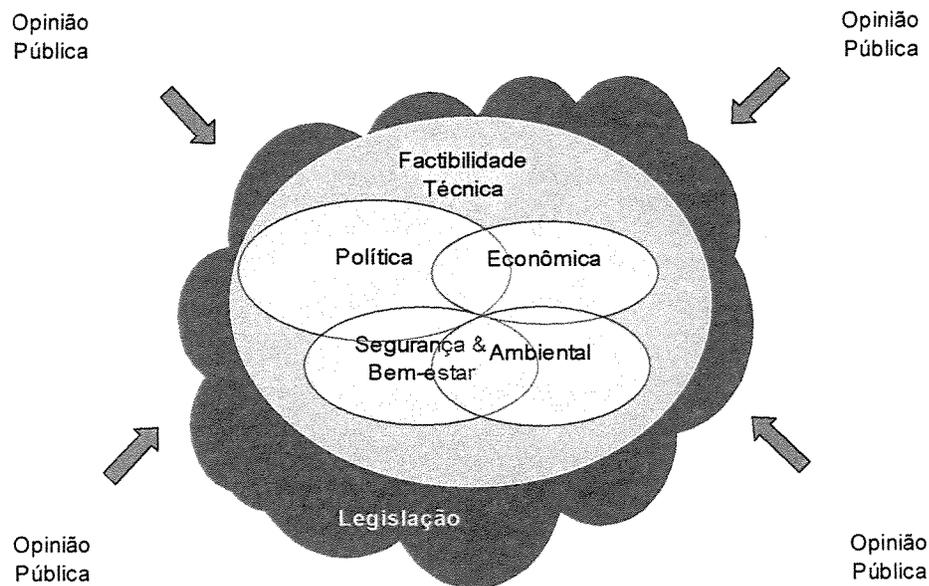
O EDLP prepara uma revisão independente e objetiva das opções praticáveis de descomissionamento e também especifica o momento para a ocorrência do descomissionamento para uma ou um grupo de instalações (**Figura 5.1**). É melhor caracterizado como um processo de negociação onde todos os grupos de interesse beneficiar-se-iam graças ao surgimento de uma solução equilibrada: BPEngO (*Best Practicable Engineering Option*) ‘Melhor Opção Factível de Engenharia’ (Meenan, 1.998).



**Figura 5.1.: Processo de execução do Estudo de Descomissionamento a Longo Prazo (EDLP).**  
(adaptado de Hughes & Fish, 2.000).

Um resultado bem sucedido desse processo é ilustrado na criação de recifes artificiais, como solução para o descomissionamento de alguns sistemas de produção *offshore* na região do Golfo do México nos Estados norte-americanos do Texas e da Louisiana (Wilson et. al., 1.998-99). Esta alternativa de descomissionamento será apresentada e discutida no **Capítulo 6**.

A maioria dos casos analisados de descomissionamento mostra a importância da pressão exercida pela opinião pública (Griffin, 1.998), ainda que essa influência seja pequena, é oriunda daqueles realmente interessados no debate, ou seja, ativistas. Deve-se, assim, estabelecer a interação entre os diferentes grupos de interesse e a opinião pública objetivando não só a solução de descomissionamento ideal como também a elaboração de um sistema legal capaz de proporcionar a BPEngO mais adequada para cada situação (**Figura 5.2**)



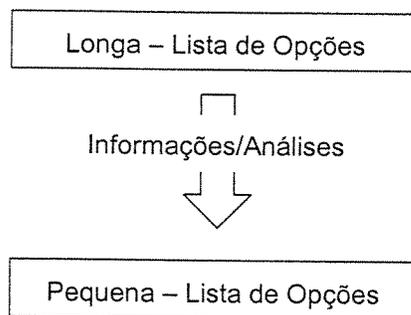
**Figura 5.2: Encontrando o equilíbrio para a Melhor Opção Factível de Engenharia (BPEngO).**

Objetivamente, baseando-se nas experiências desenvolvidas internacionalmente (PPC, 1.999 e TSB, 2.000) e no procedimento geral de tomada de decisão (Clemen & Reilly, 2.001), pode-se desenvolver uma metodologia para a escolha da melhor opção de descomissionamento:

1. Definição do problema, elaboração de uma lista contendo todas as opções factíveis;
2. Com o progresso das avaliações das opções, surgem novas informações capazes de reduzir a lista inicial das alternativas;
3. Identificação dos critérios que serão utilizados na avaliação das alternativas:

- Factibilidade, complexidade e riscos técnicos;
  - Impactos ambientais;
  - Impactos nos demais usuários do oceano (principalmente, pescadores);
  - Segurança daqueles envolvidos na operação;
  - Custos.
4. Atribuição dos pesos aos critérios, ordenando-os pela sua importância;
  5. Atribuição de nota às etapas/atividades inerentes de cada opção, segundo os critérios previamente estabelecidos;
  6. Cálculo da melhor alternativa, isto é, BPEngO.

A primeira etapa seria a definição do sistema a ser descomissionado e elaboração de uma longa-lista com as factíveis opções de descomissionamento para cada uma das principais estruturas. Conforme, os estudos de descomissionamento avançam e mais informação torna-se disponível para a avaliação, o número total de opções reduz-se a uma pequena-lista (**Figura 5.3**).



**Figura 5.3.: Primeiro passo no processo de escolha da Melhor Opção Factível de Engenharia (BPEngO).**

A segunda etapa iniciar-se-ia com a avaliação sobre quais seriam os critérios que influenciam o processo decisório para a seleção da BPEngO de uma determinada estrutura. Essa avaliação deve ser baseada em estudos completos e detalhados acerca das opções relevantes.

Geralmente, são identificados sete critérios abalizadores no processo decisório de uma BPEngO (**Tabela 5.1**).

**Tabela 5.1.: Avaliação dos critérios na seleção da Melhor Opção Factível de Engenharia BPEngO (modificado de TSB, 2.000).**

CRITÉRIO	COMENTÁRIOS
Segurança/Bem-estar dos Trabalhadores	O quão seguro é o método seleccionado? O equipamento estaria no seu limite?
Factibilidade Técnica, Complexidade e Riscos Técnicos	Quanto se exige de planeamento? Existem limitações físicas? Em que ponto da curva de aprendizagem encontra-se a opção a ser utilizada?
Impactos Ambientais Impactos sobre os demais usuários do local	Quais são os impactos desta opção no meio ambiente? Esses impactos são decorrentes dos equipamentos, metodologias, operações...?
Licenças (Legislação)	Quais são as exigências legais? Qual o grau de sua obtenção? Quais são as agências e jurisdições envolvidas?
Opção de Disposição	Quanto material descomissionado irá para terra, quanto será transformado em recife artificial...? Serão os estaleiros capazes de lidar com esses materiais?
Custo	Quais os recursos, tarefas e/ou métodos que originam os custos? Eles podem ser estimados?
Planejamento	Quanto tempo será necessário para a contratação de pessoal, equipamentos, obtenção das licenças, realização das tarefas?

Estes critérios ao serem analisados podem ser agrupados como apresentado a seguir:

Segurança/Bem-estar dos Trabalhadores é considerada o mais importante dos sete critérios avaliados. A opção seleccionada não deve apresentar quaisquer problemas desconhecidos aos trabalhadores.

Factibilidade Técnica e Impactos Ambientais são considerados os próximos critérios mais importantes. A factibilidade técnica deve considerar o trabalho necessário no planeamento, e execução da remoção dos *topsides* e da subestrutura. As operações de corte, manejo e desmantelamento da subestrutura são consideradas como parte integral do método de avaliação. A poluição do meio ambiente e o impacto nos demais usuários são igualmente importantes, uma vez que o método seleccionado deve produzir um pequeno impacto no meio ambiente.

Licenças e Opções de Disposição são considerados critérios intermediários no processo de avaliação. Independentemente da opção seleccionada, haverá a necessidade de uma série de permissões dos órgãos governamentais responsáveis. O critério sobre a Disposição dos materiais

é aqui alocado, em virtude da grande quantidade de material a ser avaliado num descomissionamento.

Custo é o critério mais importante para as operadoras no processo de avaliação e seleção das opções de descomissionamento. Entretanto, os critérios supracitados comparativamente possuem uma maior relevância que os custos. Se a opção de descomissionamento é selecionada, não deve ser justificada apenas pelo baixo custo, mas, principalmente, pelos elevados padrões de segurança/bem-estar dos trabalhadores e baixios impactos ambientais.

Planejamento é considerado o critério com menor influência no processo decisório de uma BPEngO. Em determinadas situações, a operadora até pode começar o planejamento do descomissionamento de suas estruturas meses antes do encerramento da produção. Há certas operações que podem ser efetuadas pouco antes da produção que não afetaram criticamente o processo. No entanto, como mencionado no início deste capítulo, em virtude da complexidade da remoção de uma subestrutura, exigências legais e, eventual ausência de infra-estrutura no local, recomenda-se que o processo de descomissionamento inicie-se 2 anos antes de qualquer operação *offshore*.

Utilizando os critérios de seleção listados acima, pondera-se cada uma das opções de descomissionamento de 1 a 5, sendo 5 a mais desejável.

Antes de se comparar as opções, algumas considerações devem ser realizadas em relação às alternativas de descomissionamento. A primeira seria que em todas as opções avaliadas, assumiu-se que todos os equipamentos, acomodação da tripulação, tanques de armazenagem, etc., foram limpos antes do processo de descomissionamento se iniciar. A segunda, é que todos os poços e condutores foram cortados e tamponados, segundo a regulação de abandono de poços vigente e apresentada no **Capítulo 4**.

Observada as considerações acima, o *ranking* de cada opção é multiplicado pelo valor ponderado dos critérios identificados acima. Finalmente, os números resultantes são adicionados para determinar a classificação total. O método de descomissionamento com o maior valor no total ponderado é considerado a BPEngO (**Tabela 5.2**).

É importante observar que as conseqüências econômicas e ambientais para cada uma das opções analisadas é dependente de características únicas, tanto das plataformas, como do local

onde estão localizadas. Por exemplo, em áreas oceânicas onde o solo marinho seja desprovido de atividade biológica ou de *habitats* em recifes naturais, tal como ocorre no Golfo do México, o valor de uma plataforma agindo como um recife artificial, tanto em sua operação, como após o encerramento de suas atividades, é maior que em outras áreas onde este tipo de *habitat* seja abundante, como no nordeste brasileiro. Estas diferenças regionais, específicas de cada local, tornam impossível a determinação de uma classificação não ambígua entre as opções comparadas.

**Tabela 5.2.: Avaliação das opções de descomissionamento.**

CRITÉRIOS	OPÇÃO A	OPÇÃO B	OPÇÃO C
Segurança [5]	A <sub>1</sub> PA <sub>1</sub> =A <sub>1</sub> *[5]	B <sub>1</sub> PB <sub>1</sub> =B <sub>1</sub> *[5]	C <sub>1</sub> PC <sub>1</sub> =C <sub>1</sub> *[5]
Factibilidade Técnica [4]	A <sub>2</sub> PA <sub>2</sub> = A <sub>2</sub> *[4]	B <sub>2</sub> PB <sub>2</sub> = B <sub>2</sub> *[4]	C <sub>2</sub> PC <sub>2</sub> = C <sub>2</sub> *[4]
Impacto Ambiental [4]	A <sub>3</sub> PA <sub>3</sub> = A <sub>3</sub> *[4]	B <sub>3</sub> PB <sub>3</sub> = B <sub>3</sub> *[4]	C <sub>3</sub> PC <sub>3</sub> = C <sub>3</sub> *[4]
Licenças [3]	A <sub>4</sub> PA <sub>4</sub> = A <sub>4</sub> *[3]	B <sub>4</sub> PB <sub>4</sub> = B <sub>4</sub> *[3]	C <sub>4</sub> PC <sub>4</sub> = C <sub>4</sub> *[3]
Opção de disposição [3]	A <sub>5</sub> PA <sub>5</sub> = A <sub>5</sub> *[3]	B <sub>5</sub> PB <sub>5</sub> = B <sub>5</sub> *[3]	C <sub>5</sub> PC <sub>5</sub> = C <sub>5</sub> *[3]
Custo [2]	A <sub>6</sub> PA <sub>6</sub> = A <sub>6</sub> *[2]	B <sub>6</sub> PB <sub>6</sub> = B <sub>6</sub> *[2]	C <sub>6</sub> PC <sub>6</sub> = C <sub>6</sub> *[2]
Planejamento [1]	A <sub>7</sub> PA <sub>7</sub> = A <sub>7</sub> *[1]	B <sub>7</sub> PB <sub>7</sub> = B <sub>7</sub> *[1]	C <sub>7</sub> PC <sub>7</sub> = C <sub>7</sub> *[1]
RANK TOTAL	ΣA	ΣB	ΣC
TOTAL PONDERADO	ΣPA	ΣPB	ΣPC

Convém ainda, verificar se existe a possibilidade de alguns dos equipamentos e estruturas podem ser reutilizados (4.4.4. **Reutilização** – p. 89), uma vez que este geralmente é um fator decisivo na escolha da BPEngO por parte das operadoras.

Classificar as opções de descomissionamento possui como vantagem a simplicidade, porém apresenta a desvantagem de se tornar mecânica e, assim, ocultar as diferenças absolutas entre os métodos. Determinar diferentes classificações para uma mesma medida referente a duas

opções pode mascarar o fato de que a diferença entre os valores calculados não é significativa em termos dos limites de confiança total para o método de determinação do valor absoluto desta medida. A classificação deve ser um auxiliar no processo decisório, nunca a ferramenta principal (Linzi et. al., 2.000).

Não somente os efeitos sobre as operações de descomissionamento devem ser discutidos, como também a ancoragem de navios, resíduos de mergulhadores e corte de estruturas. As embarcações encarregadas na remoção de plataformas e oleodutos utilizam âncoras, linhas e cabos múltiplos. Estes equipamentos resultam no aterramento de organismos, bem como na suspensão dos sedimentos quando entram em contato com o solo marinho e quando forem removidos. Embora estas atividades sejam provavelmente de extensão local, seus efeitos sobre a fauna marinha devem ser incluídos na análise das opções de descomissionamento.

## Capítulo 6

### Aspectos Ambientais

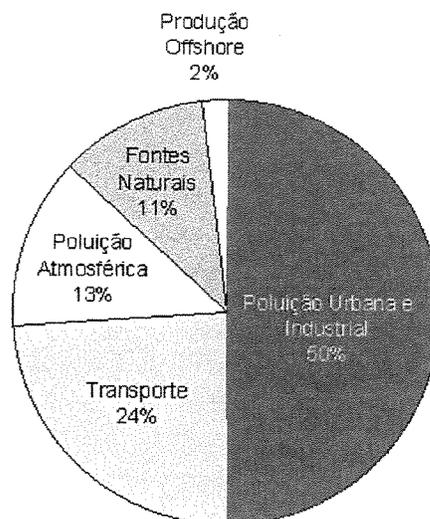
Espera-se que a população mundial alcance 7 bilhões em 2.010, com sua maior porção vivendo próximo às regiões costeiras (World Bank, 2.000). Contudo, as operações produtivas e comerciais desenvolvidas em mar vêm lentamente se interessando na preservação e na restauração do ecossistema marinho.

Em 1.990, um estudo sobre a origem de óleo no ambiente marinho, realizado pela Academia Nacional de Ciências Norte-americana (US – *National Academy of Sciences*), concluiu que, por ano, são lançados 2,35 milhões de toneladas de óleo oriundo das mais diversas fontes.

Embora a produção *offshore* corresponda apenas a 2% (**Figura 6.1**) de todo o óleo presente no oceano, esta atividade apresenta outras nuances que têm provocado enormes danos ao ambiente marinho. A lama de perfuração, por exemplo, que é altamente tóxica e que se despercebida, acumula-se ao redor das plataformas, e danifica o ecossistema marinho local.

O processo de incorporação de valores públicos na avaliação dos impactos ambientais marinhos futuros durante o processo de descomissionamento deve estar cada vez mais presente, particularmente quando consideradas as instalações *offshore* próximas à costa.

Antes de iniciar a discussão sobre os aspectos ambientais propriamente dita, faz-se necessário o conhecimento, mesmo que sucinto, de como a vida marinha se distribui no oceano.



**Figura 6.1.: Distribuição da entrada de óleo no ambiente marinho. (NERC, 1.996).**

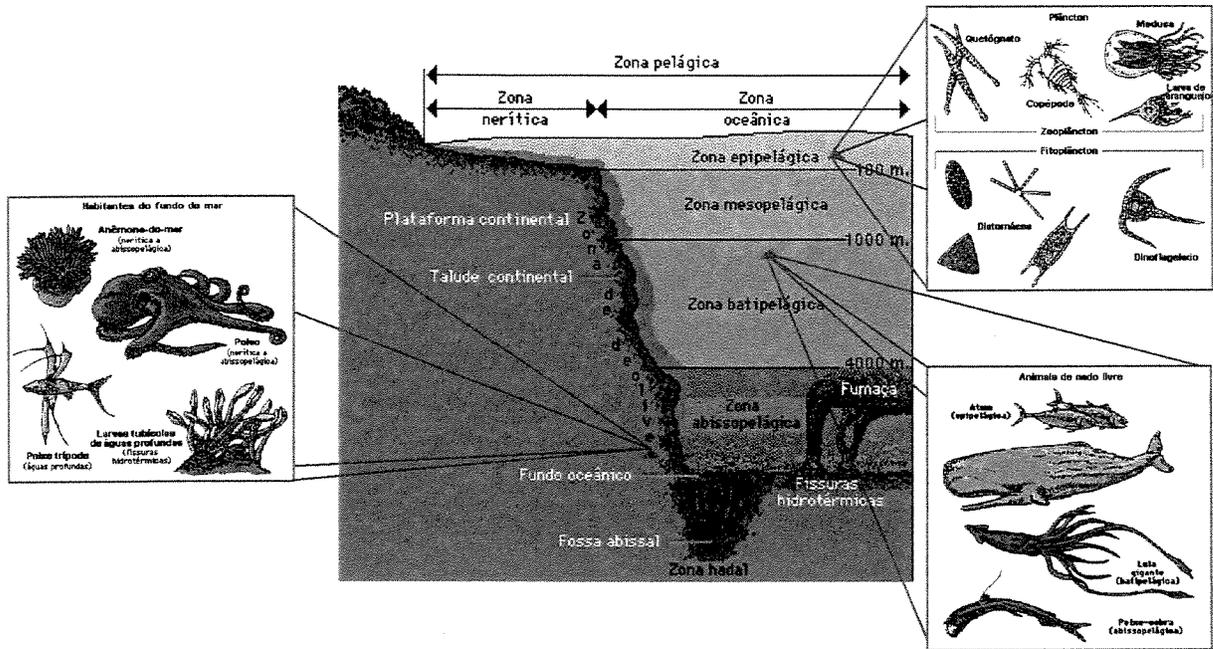
### **6.1. Zonas de Vida Oceânica**

O oceano apresenta-se estratificado da seguinte forma (Encarta, 2.000):

- Zona Nerítica: é a área oceânica mais produtiva. Está localizada entre o mar aberto e a plataforma continental;
- Zona Epipelágica: é onde se concentram o fitoplâncton (vegetal) e o zooplâncton (animal) marinho<sup>23</sup>;
- Zona Mesopelágica: está localizada entre a zona epipelágica e as águas com profundidade de até 1.000 m. É também chamada de Zona de Penumbra. Os peixes, invertebrados e mamíferos marinhos da zona epipelágica alimentam-se nela;
- Zonas Batipelágicas e Abissais: são áreas gélidas e sem luz, habitadas por peixes e invertebrados muito modificados;
- Aberturas Hidrotermais apresentam comunidades de animais especializadas. Nestes locais, as bactérias autótrofas assumem o papel das plantas fotossintéticas e constituem a base da cadeia alimentar marinha.

---

<sup>23</sup> Comunidades de pequenos animais e vegetais que vivem em suspensão no mar.



**Figura 6.2.: Zonas de vida oceânica e principais seres marinhos (Encarta, 2.000).**

Essa estratificação é estável, e, portanto os movimentos verticais, quando ocorrem, são moderados. O transporte de água do continente para o interior do oceano ocorre, principalmente, entretanto não exclusivamente, através da sua suave submersão ao longo de faixas de densidade constante.

## 6.2. Impacto Ambiental

O que é melhor do ponto de vista ambiental: deixar a estrutura e o ecossistema a ela associada no local, ou restabelecer a área em que se localiza às condições anteriores às atividades de E&P?

A pertinência desta questão baseia-se no fato de que as instalações sob a água, ou seja, subestruturas das plataformas, equipamentos submarinos e oleodutos agem como substratos artificiais, proporcionando *habitat* no fundo, no meio e na superfície do oceano. Acredita-se que as plataformas proporcionam a base para uma cadeia alimentar vigorosa, e que a sua presença pode tornar áreas improdutivas em ecossistemas altamente produtivos, diversos e dinâmicos.

Da perspectiva ambiental, com a remoção dessas, ocorreria perda no ecossistema, tanto diretamente (no *habitat*), como indiretamente, pelo aumento da necessidade de *habitat* em

recifes naturais. O impacto desta perda seria potencializado se as estruturas mais acessíveis, mais próximas à costa, fossem descomissionadas completamente, uma vez que são essas que possuem o maior ecossistema marinho.

De qualquer forma, não importa o quanto às porções submersas de uma subestrutura sejam removidas, uma parcela do *benthos*<sup>24</sup> ali presente também será removida (De Wit, 1.997).

Quanto aos usuários, alguns analistas (Aabel et. al., 1.996) acreditam que suas preocupações poderiam ser incorporadas e refletidas na organização e utilização do oceano entre os eles mesmos. Sendo assim, os efeitos externos criados ou cancelados pelas operações de descomissionamento poderiam ser “comprados e vendidos”. Como exemplo, a operadora de uma plataforma fixa controlaria o acesso à coluna d’água e em torno de sua plataforma. Ela poderia vender o acesso aos pescadores. O retorno financeiro dessa utilização poderia ser incorporada nas decisões gerenciais a respeito da escolha da melhor opção de descomissionamento. Outros, todavia, avaliam que a gerência do oceano envolve questões que estão acima de considerações apenas ambientais e econômicas, e, portanto, devem ser decididas somente pelos governos.

#### **6.2.1. Metodologia para a Avaliação dos Impactos Ambientais**

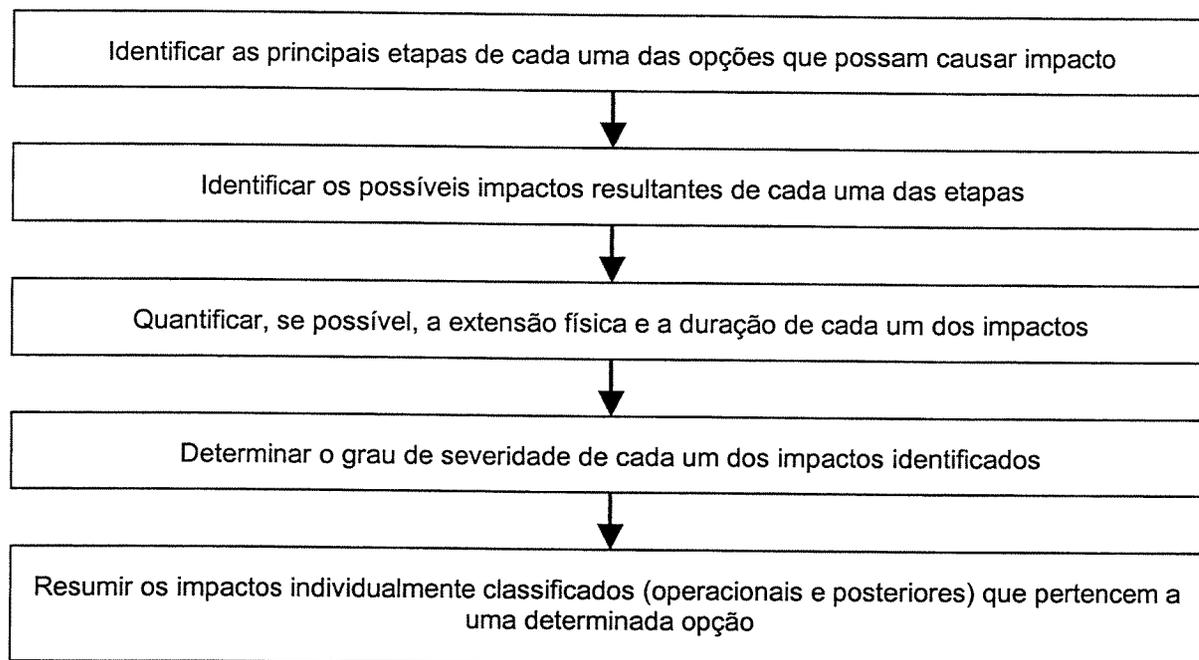
Quando diante da avaliação dos impactos ambientais de uma dada opção de descomissionamento, estes podem ser observados a partir de uma perspectiva global, não se concentrando apenas nos impactos imediatos de uma determinada opção, mas também em suas conseqüências futuras. Assim, a avaliação deve contemplar:

- Efeitos Agudos: são aqueles que ocorrem como resultado da execução das operações de descomissionamento, por exemplo, o tombamento no local de uma plataforma Jaqueta;
- Efeitos Crônicos: são aqueles causados como resultado das operações de descomissionamento bem sucedidas, na hipótese do exemplo da opção de tombamento, seriam aqueles associados à presença da corrosão da subestrutura de uma Jaqueta no fundo do oceano.

---

<sup>24</sup> Designação do conjunto de animais e vegetais que habitam os mares.

A metodologia de avaliação dos impactos ambientais relativos às opções de descomissionamento é apresentada na **Figura 6.3**.



**Figura 6.3.: Esquema de avaliação dos impactos ambientais no processo de descomissionamento (modificada UKOOA, 1.995).**

É importante salientar, que quando avaliados, os impactos ambientais devem ser observados quanto ao seu efeito em ou sobre a utilização: ar, água e sedimentos, pássaros, peixes e organismos do fundo do mar; topografia do solo marinho; atividades no oceano; utilização em terra; reciclagem das estruturas e equipamentos; locais de disposição dos resíduos das estruturas e equipamentos.

Assim, no que se refere ao grau de severidade, os impactos ambientais podem ser classificados conforme apresentado na **Tabela 6.1**.

Paralelamente a determinação do grau de severidade, deve-se também observá-las quanto a: utilização relativa de energia e emissão de CO<sub>2</sub>; necessidade de disposição de PCB<sup>25</sup>; grau de dificuldade na obtenção de licenças ambientais; necessidade de monitoramento de longo prazo.

---

<sup>25</sup> Poli-Cloratos de Bifinil correspondem a uma família isomérica e homóloga congênita de poli-cloratos aromáticos de hidrocarbonetos. São altamente tóxicos. Utilizados, principalmente, em equipamentos elétricos, como transformadores.

**Tabela 6.1.: Definição do grau de severidade (adaptado de UKOOA, 1.995).**

GRAU DE SEVERIDADE	DEFINIÇÃO
Positivo [1]	Aumenta a quantidade ou a distribuição do <i>benthos</i> , ou proporciona material benéfico a outros usuários.
Desprezível [2]	Afeta uma porção localizada da população em um curto período de tempo, num processo próximo às alterações naturais de uma população, ou apresenta algum efeito, mas que não percebido pelos outros usuários do recurso.
Pequeno [3]	Afeta um grupo local de indivíduos, em um curto período de tempo, ou pode ser observado pelos outros usuários porém, não apresenta efeitos sobre o seu bem-estar, ou na utilização dos recursos.
Moderado [4]	Alterações na quantidade e/ou distribuição de parte da população, ao longo de várias gerações, ou afeta o bem-estar dos usuários dos recursos em um curto período de tempo.
Grande [5]	Afeta a população ou espécies inteiras e causa alterações na quantidade e distribuição que persiste por várias gerações, ou afeta a utilização comercial de recursos e provoca impacto sobre o bem-estar dos usuários em um longo período de tempo.

Importante notar que a classificação dos resultados dos diferentes impactos dentro uma dada opção também pode ser mantida sem nenhum atributo de ponderação, tanto nos impactos operacionais, como nos posteriores. Isto permite que os dados possam ser revistos e avaliados, posteriormente, sobre quais opções apresentam os impactos mais elevados e quais os mais baixos, formando uma base para futuras conclusões.

Por fim, após os resultados das avaliações quantitativas serem examinados, as opções podem ser classificadas segundo diferentes critérios e medidas, por exemplo, quantidade total de impactos, ou quantidade de impactos operacionais, ou quantidade de impactos posteriores, ou quaisquer combinações dessas.

### **6.2.1. Opções de Descomissionamento versus Impacto Ambiental**

A **Tabela 6.2** faz distinção entre as principais opções de descomissionamento e os eventuais impactos ambientais.

As vantagens e as desvantagens relativas às opções de descomissionamento mudarão com atributos econômicos, políticos, e análises e aspirações de cada país. Exemplificando: um país rico com somente algumas plataformas *offshore* próximas à costa, dotado de recifes naturais ou

o *habitat* marinho dinâmico, poderá selecionar uma opção completamente diferente de um país deficiente financeiramente, com várias grandes plataformas *offshore*, situadas distante à costa, dotado de um *habitat* marinho pouco desenvolvido.

**Tabela 6.2.: Opções de descomissionamento para as subestruturas comparadas e classificadas segundo seus efeitos relativos no *habitat* marinho e nos demais usuários do oceano.**

OPÇÃO	EFEITO RELATIVO 5 = MAIOR 1 = MENOR	COMENTÁRIOS
Remoção Completa Disposição em terra	5	Perda permanente do <i>habitat</i> no recife artificial existente pela presença da plataforma; Perda do <i>habitat</i> é sentida principalmente pelos pescadores esportivos, mergulhadores (ecoturistas); Aumento da área para pesca de arrastão.
Remoção Completa Disposição no Fundo do Oceano	5	Efeitos sob o <i>habitat</i> iguais a opção de Disposição em Terra. <i>Habitat</i> é perdido como na opção de Disposição em Terra, mas por ser provavelmente menos acessível, é, portanto, menos valioso.
Remoção Parcial	2 – 4	A maior parcela da parte produtiva (superior) é perdida; O <i>habitat</i> menos produtivo permanece e mantém poucos peixes.
Tombamento -no-local	2 – 4	Efeitos iguais ou piores no <i>habitat</i> que a opção de Remoção Parcial em águas profundas; Possibilidade de ganho para o ecossistema em águas rasas; Para os demais usuários os efeitos são os mesmos que a Remoção Parcial.
Deixar-no-local / Utilização Alternativa	1 – 2	Manutenção do <i>habitat</i> existente pela presença da plataforma; Problemas para a navegação e pesca de arrastão.

Ainda que os impactos no *habitat* das opções mostradas na **Tabela 6.2** sejam, mais ou menos nocivos ao ecossistema, o *ranking* relativo entre eles não pode ser corretamente determinado sem referência às peculiaridades de cada plataforma, especialmente quanto a sua LDA. Uma pesquisa recente (Wilson et al., 1.997-1.998) indicou que, para o ecossistema

marinho, os primeiros 25-30 metros da subestrutura abaixo d'água são os mais importantes, apresentam as maiores concentrações de biomassa<sup>26</sup>.

Todavia, a opção relacionada à Remoção Completa (Disposição em Terra e Disposição no Fundo do Oceano), tem os impactos mais negativos, uma vez que eliminam totalmente o *habitat* marinho que se desenvolveu ao longo de 20-30 anos de operação da subestrutura. A importância da perda deste *habitat* depende da escassez relativa do *habitat* de recifes naturais na região, bem como a pressão dos demais usuários para a criação deste.

Uma alternativa, contudo, para a redução desses danos ambientais seria o programa de criação de recifes artificiais.

### 6.3. Recifes Artificiais

Pode ser descrito como qualquer estrutura alocada pelo homem no meio ambiente marinho, que se sujeita as mesmas condições ambientais, pode simular um recife natural (Aabel *et al.*, 1.996).

Os recifes artificiais variam tanto no tamanho, como nos materiais utilizados, que vão de simples construções de madeira, a sofisticadas estruturas de aço e/ou concreto, bem como materiais de oportunidade, tais como pneus de carros, carcaças de automóveis, blocos de concreto e, mais recentemente, equipamentos *offshore* descomissionados.

Um recife artificial pode ser composto de uma unidade de recife, grupos de unidades, ou grandes complexos de recifes compostos por vários grupos de recifes unitários. A maioria dos recifes artificiais existentes desenvolveu-se próxima à costa, em águas rasas (Aabel *et. al.*, 1.996).

Os recifes artificiais são construídos para uma infinidade de diferentes propósitos (Aabel *et. al.*, 1.996):

- Criação estoques definidos para a pesca, o que acarretaria na melhoria da qualidade e facilidade na captura de peixes;
- Provisão de áreas para a desova dos peixes,

---

<sup>26</sup> Quantidade total ou peso das criaturas vivas em um determinada área ou volume.

- Proteção do *habitat* de peixes mais jovens, moluscos;
- Proteção para a costa (quebra-mar) e controle da erosão de praias;
- Prevenção à utilização da pesca de arrastão em determinadas áreas;
- Restauração de *habitats* degradados;
- Criação de área de ecoturismo (pesca submarino, mergulho de naufrágios);
- Opção para a disposição de materiais resíduos (não-tóxicos);
- Área para desenvolvimento da atividade científica;
- Gerenciamento dos usuários para o controle de eventuais conflitos.

Durante o desenvolvimento de um recife artificial, as algas e os animais invertebrados são geralmente os primeiros seres a colonizarem-no. Dependendo da composição de seu substrato, o período em que é depositado, a sua profundidade e demais variáveis ambientais (temperatura e composição química da água, correntes marítimas, ruídos sonoros, formas, cores e luminosidade), a composição final e a abundância de comunidades nos recifes artificiais podem variar sensivelmente. Após a colonização inicial, as populações flutuam ciclicamente e/ou sazonalmente, ao redor de um mesmo valor.

Embora os peixes alcancem rapidamente os recifes, em alguns casos, dentro de poucas horas após a instalação, só atingem o equilíbrio populacional alguns meses depois. Um recife artificial atinge um ecossistema equilibrado após 1-5 anos.

Diferentes espécies de peixes exibem diferentes preferências comportamentais durante suas vidas. Geralmente, as espécies de peixes têm permanecido próximas a estruturas artificiais para a proteção quando ainda pequenos e vulneráveis a predadores. Criam uma área de pesca de alguma centena de metros ao redor do recife. Área superior ao campo de trabalho da maioria dos grandes pesqueiros, limitados, geralmente, a um raio de 60 metros (Kebodeaux, 1.996).

Em geral, a abundância e a diversidade de espécies em um recife artificial depende de condições de vida adequadas, havendo assim, um estoque de filhotes e taxas de nascimento e imigração maior que as de mortalidade e emigração. Condições de vida adequadas podem incluir acesso a fontes de alimentos, proteção contra os predadores e condições ambientais compatíveis com a zona de tolerância biológica de uma dada espécie (Pickering & Whitmarsh, 1.996).

### **6.3.1. Programa de Recifes Artificiais Marinhos**

Os recifes artificiais têm sido utilizados, há séculos, por comunidades costeiras e tornaram-se ferramentas de gerenciamento popular entre pescadores pelo mundo afora (Reefs.com, 2.000).

Há mais de 100 anos, os japoneses foram os primeiros a utilizarem a técnica de recifes artificiais no melhoramento da atividade de pesca costeira. Inicialmente, utilizavam na construção de recifes artificiais varetas de madeira e bambu presas a sacos de areia, submersas a uma profundidade não superior a 35 metros, com o propósito de promover o aumento da área de desova e *habitat* adequado e seguro os animais marinhos durante as primeiras fases de suas vida. Atualmente, o Japão dedica pelo menos 10% da sua linha costeira ao desenvolvimento deste mecanismo (Hosoda et. al., 2.000).

Há tempos, os EUA cientes da melhoria nas atividades de pesca resultantes dos recifes artificiais, iniciaram vários programas de recifes artificiais, utilizando tanto recifes projetados, como os oriundos de materiais residuais (Thornton & Quigel, 1.998).

A costa da Austrália e do Mediterrâneo também já possuem vários recifes artificiais. Estes sendo utilizados, até o momento, principalmente, para propósitos científicos (Cobby, 2.000).

Na Malásia, a utilização de recifes artificiais começou nos anos setenta nos Estados de Kelantan e de Terangannu na Malásia peninsular. Naquela época, a maioria dos recifes eram feitos de pneus de carros e de velhas embarcações. Até a criação do Programa Nacional de Recifes Artificiais (MPAR – *Malaysian Programme of Artificial Reefs*), eram alocados nas áreas costeiras escolhidas pelos pescadores. Somente durante a elaboração do plano quinquenal (1.986-1.990), com a criação do MPAR, em 1.985, pretendendo reduzir a pesca abusiva nas águas costeiras, o governo malaio limitou a construção de recifes artificiais a um raio de 5 milhas náutica (9,26 km), a partir da costa (Ashok Kumar, 1.999).

#### **Brasil**

O Brasil começou a sua experiência com recifes artificiais em 1.994. O projeto, batizado de Recifes Artificiais Marinhos (RAM), foi desenvolvido pelo Centro de Estudos do Mar da Universidade Federal do Paraná (CEM – UFPR). Os recifes artificiais foram construídos a partir de blocos de concreto, funcionando como áreas de isolamento, diminuindo a pesca com redes,

que elimina muitos filhotes. Estão localizados entre a ilha do Mel e Guaratuba. O RAM tem o apoio da Capitania dos Portos para realização do monitoramento dos padrões de circulação, temperatura, salinidade e nutrientes da água, além da coleta de amostras de fitoplâncton e zooplâncton marinhos (Krakovics, 2.000).

Em 2.000, começou a experiência pioneira de construção de recifes artificiais a partir de estruturas complexas de aço. Navios desativados serão afundados no litoral do Espírito Santo para a criação de recifes artificiais marinhos.

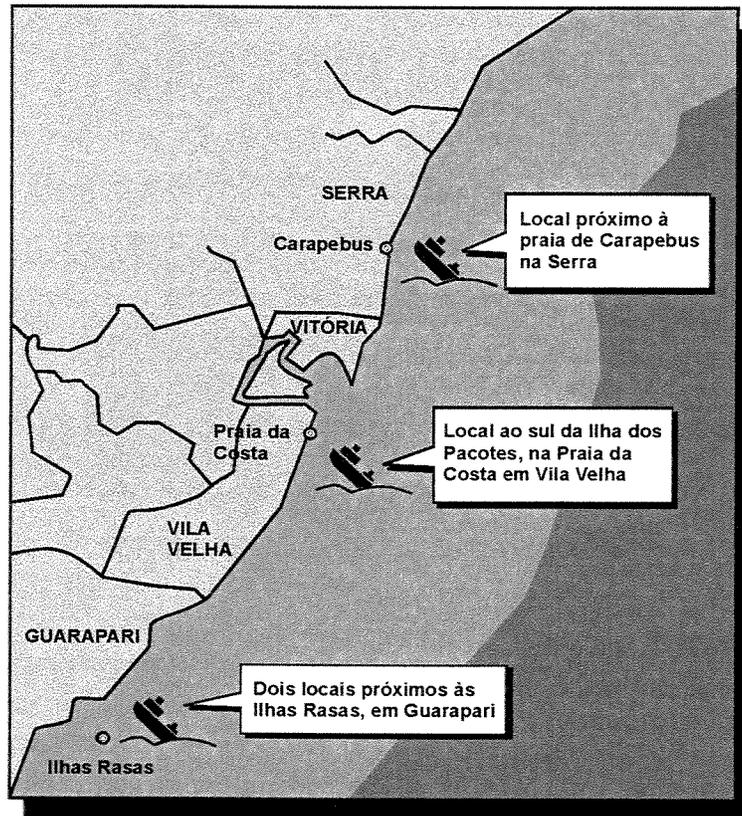
Trata-se de projeto precursor na América Latina, que está sendo desenvolvido pela SEAMA/ES (Secretaria Estadual do Espírito Santo para Assuntos do Meio Ambiente) e a Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). A metodologia utilizada para o projeto RAM do Espírito Santo é adaptada do CEM – UFPR. A vantagem desse projeto com o naufrágio controlado é que os custos são mais baixos, uma vez que a utilização de blocos de concreto exige um material especial, além dos gastos com o transporte até alto mar (Coutinho, 2.000).

Os principais objetivos do projeto capixaba são:

- Prover o desenvolvimento e maximizar o sucesso futuro do ecoturismo na zona costeira;
- Implementar recifes artificiais marinhos para beneficiar os visitantes ecoturistas, pois o Espírito Santo tem boas características para essa prática, como águas claras e temperatura constante ao longo do ano;
- Manter comunicação aberta para interagir com as informações subsidiadas pelos ecoturistas sobre os recifes artificiais marinhos.

A primeira etapa prevista para o projeto será o naufrágio do navio VICTORY 8B, seguindo as convenções internacionais de preparo da superestrutura assegurando, assim, o afundamento com segurança. Os locais onde estão previstos os naufrágios foram aprovados pela Capitania dos Portos para garantir a segurança para a navegação, evitando colisões. São eles o município de Serra, próximo a praia de Carapebus; em Vila Velha, ao sul da ilha dos Pacotes, na praia da Costa; e em dois pontos próximos às ilhas Rasas, em Guarapari (**Figura 6.4**). O navio ficará, pelo menos, a 20 metros de profundidade, exigência feita pela Marinha brasileira.

O trabalho de limpeza do Victory 8, que também o preparou para o naufrágio, durou cerca de quatro meses e, nesse processo, foram tiradas do navio estruturas que estivessem em contato com óleo, como motores e tubulação, e que pudessem liberar material tóxico para o *habitat* marinho. Também foram removidas portas e escadas, que poderiam causar acidentes para os mergulhadores. Finalmente, foram realizadas aberturas no casco do navio para facilitar a entrada e saída de peixes e mergulhadores.



**Figura 6.4.: Locais prováveis para o primeiro naufrágio controlado de um navio na costa capixaba (Coutinho, 2.000).**

Segundo Coutinho (2.000), é esperada a liberação de mais três navios para o programa, que, atualmente, estão ancorados na costa do Rio de Janeiro: Lloyd Bahia, Lloyd Jaqueline e Lloyd Rio Negro.

### **6.3.2. Críticas aos Recifes Artificiais Marinhos**

Apesar dos enormes investimentos em recifes artificiais de certos países, a base ecológica e biológica por trás do funcionamento do recife artificial é pouco compreendida. Mesmo diante

da variedade de materiais utilizados e do amplo leque de condições nas quais os recifes já foram desenvolvidos, os projetos de criação de recifes artificiais ainda não são uma unanimidade. Alguns ambientalistas levantam pontos negativos nessas experiências. O Núcleo de Educação e Monitoramento Ambiental (NEMA)<sup>27</sup>, a princípio, é contra qualquer espécie de alteração promovida pelo homem no meio ambiente (FSP, 2.000). Segundo o NEMA, há a necessidade de estudos detalhados para analisar o impacto no ecossistema. Além disso, é preciso que se faça uma análise da relação custo-benefício do projeto, visualizando as vantagens sociais e econômicas da experiência, bem como elaborar um relatório de impacto ambiental para minimizar eventuais danos ao ambiente marinho, tais como a super população de peixes (*over-fishing*), que chegou a acontecer em alguns locais do Japão em virtude da criação de recifes artificiais (Hosoda et. al., 2.000).

#### **6.4. Rigs-to-Reefs Program**

O programa de estruturas em recifes artificiais (RTR – *Rigs-to-Reefs*) é um conceito especializado dentro da tecnologia de recifes artificiais. Geralmente, é compreendido como a opção ecologicamente correta para o descomissionamento de sistemas *offshore* produtores de petróleo e gás.

A experiência mais antiga na utilização de recifes artificiais ocorreu no Golfo do México (Estados do Texas, Louisiana, Mississipi, Alabama e Flórida), onde, somente em 1.999, mais de 150 plataformas foram utilizadas no programa RTR (MMS, 2.001). A maioria dos recifes artificiais formados no Golfo de México está localizados em profundidades que variam de 30 a 100 metros numa faixa de 2,5 a 143 km da costa.

O RTR despertou interesse em diversos países devido ao seu sucesso fornecer *habitats* marinhos e atração para ecoturistas.

Normalmente, as subestruturas *offshore* produzem bons recifes artificiais, pois proporcionam (Aabel et. al., 1.996; Guevara, 1.998):

---

<sup>27</sup> O Núcleo é uma ONG (Organização Não-Governamental) que trabalha há 15 anos com conservação e educação ambiental na costa do Rio Grande do Sul.

- *Habitat* robusto, capaz de proporcionar local adequado para a desova e ninho de diferentes espécies marinhas;
- Um ponto de referência visual, audível e palpável;
- Circulação adequada de água dentro do seu interior, graças a aberturas na estrutura;
- Uma grande área superficial, que aliado à circulação de água, encoraja o desenvolvimento de espécies que se desenvolvem mais próximas ao solo marinho;
- A complexidade física da estrutura proporciona proteção contra fortes correntezas e predadores;
- Uma variedade de *habitats* ao longo da coluna d'água, permitindo que diferentes espécies permaneçam em sua profundidade marinha mais confortável, aumentando, portanto, a variabilidade biológica do local.

O grau de importância de cada um destes fatores depende da espécie marinha considerada e do estágio no ciclo de vida que ela se encontra.

#### **6.4.1. Golfo do México**

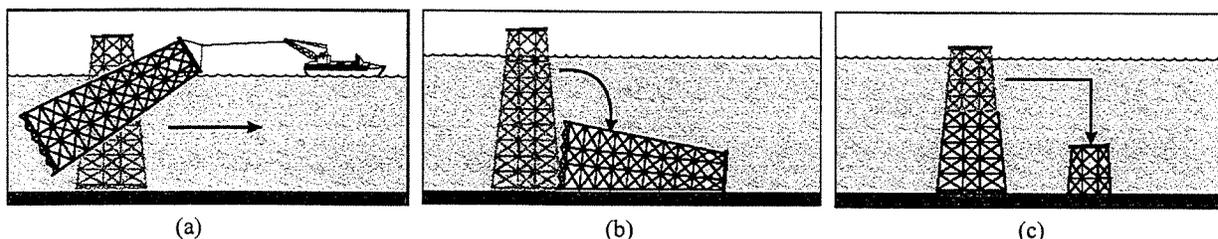
A primeira utilização de uma estrutura de produção de óleo e gás como um recife aconteceu em 1.979, com a transferência do sistema de produção submarina experimental da Exxon no Estado da Louisiana, a um local *offshore* previamente determinado para a criação de recifes artificiais, Apalachicola, na Florida. Somente em 1.982, a primeira plataforma fixa (Jaqueta) foi utilizada no programa RTR. Em 1.987, ocorreu a primeira utilização de uma plataforma “tombada no local” transformada em recife (Athanasopoulos et. al., 1.999).

Com a criação do programa RTR, as operadoras trocam concessões e serviços por estratégias de descomissionamento que sejam mais eficientes financeiramente que a opção de remoção completa e retorno do local ao estado anterior ao período de exploração.

Estima-se que, somente no Golfo de México, a instalação de plataformas *offshore* tenha aumentado o *habitat* marinho em 75%, dependendo da estimativa de *habitat* de recife natural utilizado para o cálculo (Les Dauterive, 2.000). Os grandes usuários desses novos *habitats* são pescadores esportivos e recreativos.

Três métodos são geralmente utilizados na transformação de plataformas em recifes artificiais (RTR):

- Reboque e Disposição (**Figura 6.5(a)**);
- Tombamento-no-local (**Figura 6.5(b)**);
- Remoção Parcial (**Figura 6.5(c)**).



**Figura 6.5.: Métodos de transformação plataformas em recifes artificiais: (a) Reboque e Disposição; (b) Tombamento-no-local; (c) Remoção Parcial (Les Dauterive, 2.000).**

Desde o primeiro projeto de RTR, o crescimento de sua utilização é notório (MMS, 2.001) resultando em economias tanto para a indústria, como ao Estado. Igualmente importante, são os resultados ecológicos associados à transformação da plataforma em recife artificial. A quantidade de estruturas utilizadas no RTR e métodos de transformação utilizado pelos Estados norte-americanos são apresentados na **Tabela 6.3**.

**Tabela 6.3: Quantidade de estruturas e métodos de transformação utilizado por Estado norte-americano em 1.999 (Les Dauterive, 2.000).**

ESTADO	REBOQUE E DISPOSIÇÃO	TOMBAMENTO -NO-LOCAL	REMOÇÃO PARCIAL	RTR
Alabama	04	00	00	04
Flórida	03	00	00	03
Louisiana	59	31	04	94
Mississippi	00	00	00	00
Texas	24	14	12	50
TOTAL	90	45	16	151

Apesar do crescimento na utilização da opção recife artificial, nos EUA, somente 10% das plataformas descomissionadas utilizam esta opção (MMS, 2.001). Há, pelo menos, duas razões para esta baixa taxa de conversão. A primeira seria que a maioria das plataformas descomissionadas são relativamente pequenas e próximas à costa, o que faz a opção de Remoção Completa com Disposição em Terra mais interessante do ponto de vista econômico. Convém lembrar, que a desvantagem econômica desta opção cresce, à medida que o tamanho da plataforma e a distância à costa aumenta. A segunda razão advém do fato de que as áreas autorizadas por grande parte dos Estados norte-americanos para a criação de recifes artificiais estão afastados da costa, o que aumenta a atratividade econômica das demais opções de descomissionamento. Esta segunda relação pode ser observada no programa RTR do Texas, que autoriza a criação de recifes artificiais a partir do tombamento de plataformas no lugar, desde que não haja interferência na utilização do oceano para os demais usuários. Esta característica possibilita ao Texas uma taxa de transformação de plataformas em recifes artificiais aproximadamente 100% maior que a média nacional (Les Dauterive, 2.000).

#### **6.4.2. Mar do Norte**

Embora alguns críticos afirmem que os recifes artificiais não funcionariam em águas geladas e em grandes profundidades como as que caracterizam o Mar do Norte (Knott, 1.995), alguns estudos (Baine & Kerr, 2.000) mostram que, mesmo que pequeno, haveria aumento da biodiversidade, promovendo a reunião de peixes ao redor das plataformas localizadas nestes locais. Evidentemente, estudos adicionais (possivelmente envolvendo projetos pilotos) seriam necessários para se testar a aplicabilidade do conceito de recifes artificiais em águas profundas e geladas.

#### **6.4.3. Brasil**

No Brasil, a transformação de plataformas fixas de produção, localizadas em lâminas d'água de até 100 metros, em recifes artificiais seria uma opção interessante de descomissionamento. Como apresentado no caso de recifes artificiais marinho (p. 134), a presença destes estimularia desenvolvimento do ecoturismo na zona costeira e a atividade da pesca esportiva.

## Capítulo 7

### Aspectos Econômicos

Com o crescimento das preocupações ambientais, os consumidores começam a reagir à degradação ambiental, exigindo cada vez mais das empresas produtos e processos ecologicamente corretos, e da administração pública legislações ecologicamente mais rígidas e adequadas.

Estes fatores afetam o faturamento das companhias, pois uma adequação a legislações mais rígidas aumenta os custos de produção e o não enquadramento, mudança na preferência dos consumidores, o que acarreta em perda de *market-share*. O faturamento de uma companhia também pode ser afetado pela depreciação ambiental, isto é, através da diminuição dos recursos naturais disponíveis, menor produtividade nas áreas poluídas, etc. Mesmo que os consumidores variem de país para país, as empresas sentem essas nuances ambientais, em maior ou em menor intensidade.

Segundo Borghini (1.998), o paradoxo é que embora as companhias estejam alocando mais e mais recursos no setor ambiental, e mesmo que algumas das companhias pró-ativas estejam fazendo boa utilização das oportunidades geradas pelas questões ambientais, ainda se perdem numa abordagem sistemática destes investimentos em relação aos seus produtos.

As ferramentas de gerenciamento contábil são de algumas décadas atrás e, por isso, geralmente impróprias para apreender todas as nuances que o cenário atual apresenta. O sistema é geralmente baseado em um modelo simplificado da realidade, que inclui apenas variáveis que,

em determinado período histórico, foram consideradas relevantes para a identificação de custos e rendimentos.

O problema é o descompasso entre a adaptação destes sistemas teóricos e as alterações do mundo real. Esse sistema contábil já criticado nos anos 80, por ser inadequado na gestão das novas metodologias de produção (*Just in time*, Qualidade Total, Produção Flexível), é atualmente acusado de não ser adequado no tratamento das variáveis ambientais (Borghini, 1.998).

As companhias precisam estar aptas a responder questões, tais como: quanto gasta com a área ambiental? Qual é a porcentagem dos custos ambientais dentro do custo de um determinado produto? Quais custos são essenciais na previsão dos custos futuros da companhia? Quais são as operações que produzem aumento nos custos ambientais?

### **7.1. Contabilidade Ambiental**

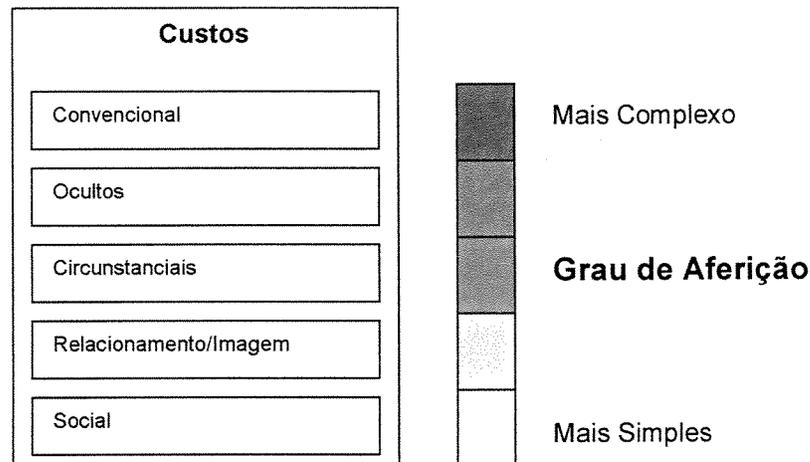
A contabilidade ambiental é uma nova área de conhecimento dentro da tradicional contabilidade. Sua metodologia concentra-se na identificação dos custos ambientais e na sua inserção no processo decisório das empresas.

Na literatura norte-americana, os custos ambientais são definidos como todos aqueles que uma companhia incorre pelos impactos ambientais relacionados a sua atividade (EPA, 1.995). Esses custos podem estar relacionados antes e depois de um dano ter ocorrido. Por esta definição, a redução e o controle de poluição representariam apenas uma fração dos custos totais de uma companhia no setor ambiental.

Portanto, os custos ambientais devem incluir de maneira geral:

- Medidas ambientais que previnam tanto os possíveis gastos com danos ambientais, como eventualmente possibilitem benefícios ao meio ambiente;
- Custos decorrentes de penalidades causadas pelo não cumprimento de leis ambientais;
- Compensação a terceiros causadas por poluição ambiental;
- Quaisquer outros custos decorrentes de danos ambientais que não estejam previamente estipulados.

Os custos ambientais podem ser classificados de forma a enfatizar a presença dos custos que já receberam atenção gerencial e custos que talvez estejam ocultos e/ou negligenciados, conforme apresentado na **Figura 7.1.**



**Figura 7.1.: Tipos de custos ambientais (EPA, 1.995).**

Podem ser sucintamente descritos como a seguir (EPA, 1.995):

Custos Convencionais: estão diretamente relacionados aos impactos ambientais do projeto, produto ou processo. Estes custos podem incluir despesas de capital/depreciação ou despesas de operação e manutenção. Para identificá-los e quantificá-los apropriadamente, os dados de custos tradicionais são geralmente suficientes.

Custos Ocultos: referem-se à obediência da legislação ambiental vigente. Custos ocultos típicos são: elaboração de relatórios, monitoramento, suporte legal, retirada de amostras e testes, treinamento, notificação, gerenciamento de resíduos, além do valor de materiais perdidos ou degradados. Frequentemente, esses custos são alocados em uma conta de despesas gerais, juntamente com custos não específicos: material de papelaria, equipamentos de fotocópias, etc. A identificação e a quantificação dos custos ocultos envolvem um processo com duas etapas:

1. Identificação das leis ambientais que sejam aplicáveis ao local ou ao processo;
2. Estimativa tão precisa quanto possível do custo de capital, operação e manutenção quando obedecidos às exigências legais.

Custos circunstanciais: geralmente, são divididos em duas categorias:

1. Custos associados a operações acidentais;

2. Pagamentos em função de danos pessoais ou a propriedades.

Os custos circunstanciais são difíceis de serem quantificados. Contudo, pode-se estimar a probabilidade de sua ocorrência e o seu respectivo valor através de:

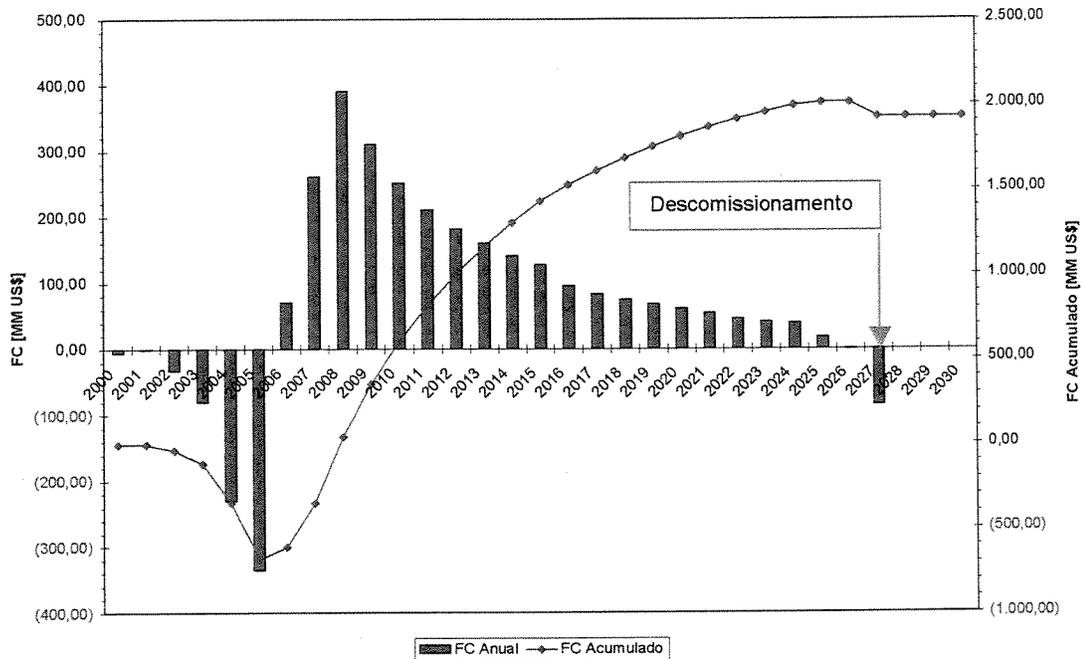
1. Revisão de experiências prévias relativas a questões ambientais;
2. Revisão das experiências ocorridas em outras unidades da companhia, ou em outras companhias com operações similares;
3. Previsão de futuros gastos ambientais baseados em experiência passada;
4. As estimativas dos custos referentes a eventualidades podem ser obtidas pela multiplicação da probabilidade de ocorrência de um determinado evento e pela estimativa de custo dessa ocorrência.

Custos de Relacionamento/Imagem e Sociais: são os mais complicados de serem avaliados. Quando uma companhia elabora um projeto de prevenção à poluição, pode se valer de benefícios econômicos, que derivam de uma imagem corporativa melhorada, aceitação dos consumidores e da boa vontade da comunidade. Esses benefícios são difíceis de serem quantificados, mas nem por isso devem ser desconsiderados. O caminho para a quantificação desses custos está relacionado a resultados econômicos. Por exemplo, uma operadora pode objetivar a redução da quantidade de resíduos tóxicos lançados no mar. O benefício, então, se atingido, pode ser quantificado pelo aumento nas vendas e reduções de indenizações.

## **7.2. Alocação de Custos**

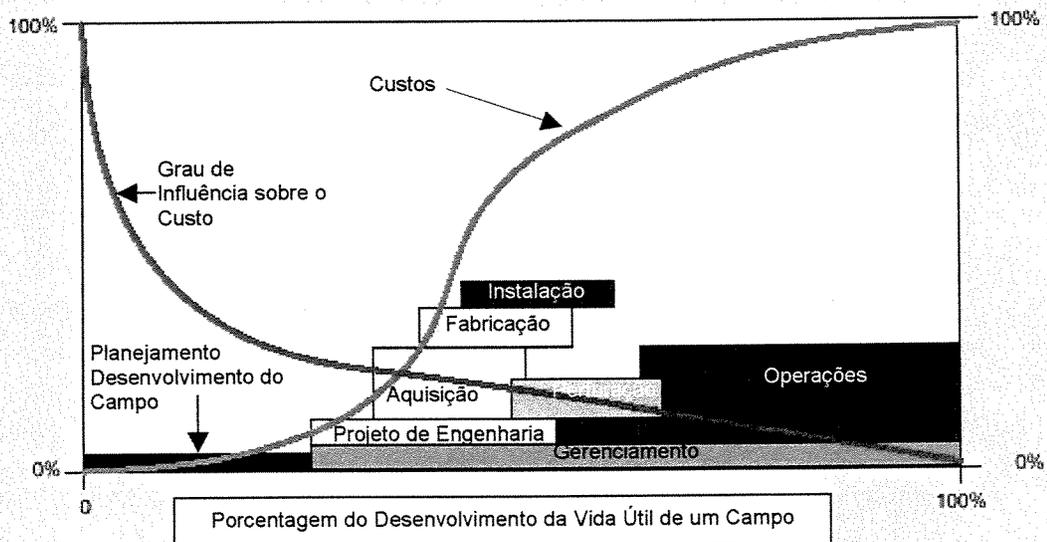
A inclusão dos custos de descomissionamento na elaboração de projetos (**Figura 7.2**) possibilita a avaliação destes custos nas fases iniciais. Esta prática é extremamente importante, pois estes serão grande parte resultado do projeto estrutural da plataforma que exigirá determinadas tecnologias e recursos para a realização de uma opção em particular.

A avaliação dos custos com o processo de descomissionamento é difícil de se realizar em virtude da ausência de procedimentos padrões e variações inerentes segundo a opção selecionada para um determinado sistema. Assim, os custos ambientais decorrentes da execução das operações estariam localizados como custos ocultos, como visto, custos complexos de serem avaliados.



**Figura 7.2.: Fluxo de Caixa (FC) típico de um campo de petróleo.**

Quanto antes os principais grupos de interesse estiverem envolvidos, mais efetiva poderá ser a sua influência na redução de custos e na produção de resultados. A **Figura 7.3**, demonstra que o envolvimento durante as fases iniciais (planejamento e desenvolvimento) produz efeitos maiores nos custos (como mostra a linha vermelha), que quando iniciado nas fases posteriores.



**Figura 7.3: Fatores de influência sobre a vida útil de um campo (Halliburton, 1996).**

O custo de descomissionamento deve, sempre que possível, ser observado no projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo e/ou gás. No caso brasileiro, isso é fundamental, pois esse custo será utilizado na definição das garantias de abandono e desativação do campo.

### **7.2.1. Principais Opções de Descomissionamento para Subestrutura versus Custos**

Segundo um estudo realizado recentemente pela *ICF Resources* para o Instituto Americano de Petróleo (API – *American Petroleum Institute*), outras opções de descomissionamento que a Remoção Completa podem ser de 30% a 65% mais econômicas à medida que o tamanho da plataforma (peso), profundidade em que está localizada, e distância à costa, aumenta. Embora os ambientes físicos, econômicos, e políticos difiram de país para país e de até mesmo de região para região produtora dentro de um mesmo país, as relações econômicas entre esses parâmetros permanecem as mesmas (IFC, 2.000).

Algumas operadoras atuando no Golfo do México, afirmam que plataformas localizadas em profundidades superiores a 46 metros devem ser transformadas em recifes artificiais ao invés de serem completamente removidas e trazidas a terra (Pulshipher et al., 1.996). Os dois principais programas de recifes artificiais operando atualmente nos Estados Unidos administrados pelos Estados norte-americanos da Louisiana e Texas, respectivamente, incorporam o princípio de que a economia de custos – a economia obtida por parte das operadoras na execução de uma outra opção de descomissionamento que a remoção completa – deve ser igualmente dividido com o Estado (Les Dauterive, 2.000). Neste sentido, os contribuintes também perdem se a opção de descomissionamento mais barata não for a utilizada. Este efeito, junto com os demais, é apresentado como um efeito externo ou indireto.

Como apresentado na **Tabela 6.2** (p.131), a opção de remoção completa com disposição em terra pode ser a opção mais econômica dependendo das características de tamanho, distância à costa e LDA. Esta opção é ideal para pequenas plataformas localizadas em LDA pequenas e próximas a locais de reciclagem ou disposição em terra.

Diferentemente das opções tombamento-no-local e deixar-no-local / utilização alternativa cujo procedimento pode ou não envolver custos com operações de limpeza do local e transporte, as opções de transformação da plataforma em recife artificial e a remoção completa, em virtude

de suas naturezas apresentam esses custos. Dependendo das exigências por parte das agências ambientais para a limpeza do local, os custos com essa operação podem ser substanciais.

A legislação norte-americana, por exemplo, exige que a operação limpeza no local abranja um raio de aproximadamente 400 metros em redor do local a ser descomissionado (MMS, 2.001). A operação compõe-se de uma varredura completa do local com equipamentos de pesca padrão (traineiras), em duas passagens perpendiculares entre si. Para grandes plataformas em águas profundas tais custos podem exceder centena de milhões dólares (Pulsipher, 1.996).

**Tabela 7.1.: Comparação e classificação dos custos diretos das opções de descomissionamento de subestruturas.**

OPÇÃO	EFEITO RELATIVO 5 = MAIOR 1 = MENOR	COMENTÁRIOS
Recife Artificial	3 – 4	Tamanho, LDA, distância à costa determinam os seus custos Custos de limpeza do local e transporte (reboque)
Remoção Completa – Disposição em terra	1 – 5	Opção mais econômica para pequenas plataformas e próximas a terra Os custos aumentam com o tamanho da estrutura, LDA e distância à costa
Remoção Completa – Disposição no Fundo do Oceano	3 – 5	Custos de transporte e limpeza do local Distância a águas profundas pode tornar esta opção a mais cara para a maioria das plataformas
Remoção Parcial	2 – 5	Não há custos de transporte e limpeza do local Algumas legislações/diretrizes internacionais só recomendam esta opção se não houver utilização de explosivos no corte da estrutura
Tombamento -no-local	2	Não há custos de transporte e limpeza do local Algumas legislações internacionais só recomendam esta opção se não houver utilização de explosivos no corte da estrutura

Os custos com a operação de transporte (reboque) dependem do tamanho e da complexidade da estrutura bem como da distância entre a sua atual localização e o destino final. O transporte de grandes estruturas por intermédio de grandes equipamentos é praticável somente quando as condições de tempo forem favoráveis. Mudanças sobre as condições de tempo previstas podem prolongar o prazo de aluguel do equipamento de reboque, que, freqüentemente,

excedem US\$100.000 por dia (Caldive, 2.000). Sob as atuais circunstâncias, é provável que a opção de remoção completa com disposição no oceano profundo, se permitida, seria economicamente eficiente somente para grandes estruturas fixas localizadas em águas mais profundas.

As estruturas utilizadas no desenvolvimento de reservatórios em águas profundas não são tipicamente fixas, mas sim flutuantes. A maioria é projetada para uma futura reutilização. Contudo, se a legislação exigir que tais estruturas sejam levadas a terra para reciclagem, isto não será possível sem um desmembramento grande e dispendioso no mar.

Todavia, é possível determinar as principais etapas de um processo de descomissionamento necessárias a todos e quaisquer sistemas de produção.

### **7.3. Estimativa de Custos**

Como mencionado previamente, a previsão de custos sobre descomissionamento é difícil de ser realizada devido à ausência de procedimentos bem estabelecidos e testados, além das variações inerentes segundo o tipo de opção escolhida.

Entretanto, com base na experiência internacional até então desenvolvida (Pulsipher, 1.996, Athanassopoulos et. al., 1.999; PPC, 1.999; TSB, 2.000; PPC, 2.001), já é possível determinar os principais fatores críticos relacionados aos custos:

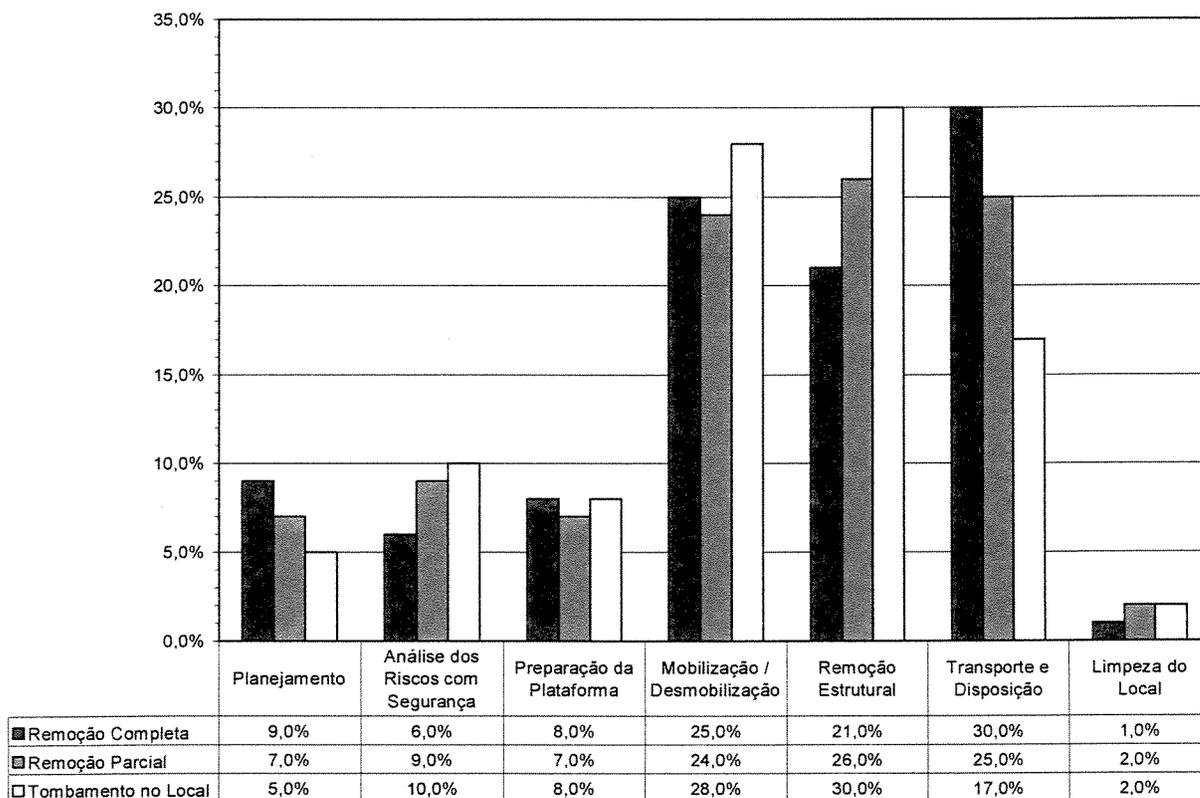
- Localização do campo;
- Número de estruturas a serem descomissionadas;
- Profundidade da LDA;
- Tamanho/Peso dos *topsides*,
- Tamanho/Peso e Tipo do material da subestrutura (aço ou concreto).

Uma primeira tentativa de quantificar o custo do processo de descomissionamento seria obter a participação de cada uma das operações necessárias ao custo total. Considerando três das principais opções de descomissionamento citadas anteriormente: remoção completa, remoção parcial e tombamento-no-local, Pittard (1.997) apresentou a participação de destas operações num processo de descomissionamento.

Através da **Figura 7.4** percebe-se a existência de operações que contribuem com mais de 15% do total dos custos (entre 17 a 30%):

- Mobilização/Desmobilização;
- Transporte e Disposição;
- Remoção Estrutural.

Enquanto que as outras operações, independente da opção escolhida, não passam de 10%. Assim, em um processo de otimização econômica, estas seriam as operações em que se devem focar os esforços.



**Figura 7.4.: Estimativa da participação das atividades nas opções de descomissionamento – Plataformas Fixas (modificado de Pittard, 1.997).**

Pode-se observar também que as operações contribuem proporcionalmente para a composição do custo final de cada opção. A operação de Limpeza do Local contribui sempre com um menor percentual. Enquanto que as de Planejamento, Preparação da Plataforma e Análise dos Riscos com Segurança contribuem com percentuais intermediários.

Uma outra maneira de analisar os custos no processo de descomissionamento seria através da correlação entre as principais operações de descomissionamento e o elemento que a caracteriza (número de módulos, peso, LDA etc.).

TSB (2.000) obteve através da utilização de algoritmos baseados no descomissionamento de três plataformas fixas na região do Pacífico (Califórnia – EUA), levando em consideração três opções (Remoção Completa, Remoção Parcial e Recife Artificial), o custo de descomissionamento de cada uma das operações.

**Tabela 7.2.: Custo das principais etapas do processo de descomissionamento (modificado de TSB, 2.000)\*.**

	CUSTO / NÚMERO DE MÓDULOS	CUSTO / PESO TOPSIDES	CUSTO / LDA	CUSTO (US\$) / PESO JAQUETA	CUSTO DE REMOÇÃO DA UNIDADE (US\$/CONDUTOR) / LDA	CUSTO / PESO TOTAL ESTRUTURA	CUSTO / PESO
1	120.624	118	X	X	X	X	X
2	X	X	9.383	95	X	X	X
3	285.555	280	X	X	X	X	X
4	X	X	X	X	652	X	X
5	X	X	X	1.403	X	902	X
6	567.811	560	X	X	X	X	X
7	256.096	255	X	X	X	X	X
8	X	X	7.609	X	X	X	X
9	X	X	X	X	X	X	407

\*Custos em US\$; Peso em toneladas; LDA em metros.

Legenda:

- |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mobilização de Navio Cargueiro – Topsides (Parcial e Recife Artificial);</li> <li>2. Mobilização de Navio Cargueiro Subestrutura (Remoção Completa);</li> <li>3. Preparação da Plataforma para Remoção (Todos os métodos);</li> <li>4. Remoção de Condutores (Todos os métodos);</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>5. Remoção Estrutural (Remoção Completa);</li> <li>6. Remoção Estrutural (Recife Artificial);</li> <li>7. Remoção Estrutural (Remoção Parcial);</li> <li>8. Limpeza do Local e Verificação (Remoção Completa);</li> <li>9. Disposição em terra (Onshore) (Todos os métodos).</li> </ol> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

É importante salientar que os valores dos custos foram obtidos através de uma linha de tendência, onde era considerada a característica preponderante de uma determinada operação e o seu respectivo custo para cada uma das três plataformas e opções. Desta forma, os valores obtidos podem ser utilizados para qualquer um dos tipos de opção.

A **Tabela 7.2** funciona como uma importante ferramenta na previsão de custos para as operadoras. Uma vez que tendo as características do sistema de produção *offshore* a ser descomissionado (número de módulos ou peso dos *topsides*, LDA, peso da subestrutura, peso total da estrutura, número de condutores), a operadora pode calcular o quanto gastará em um processo de descomissionamento. Por exemplo, um sistema de produção com: LDA: 400 m; Peso total da estrutura: 60.000 ton.; Peso da Jaqueta: 43.000 ton.; Número de módulos: 10 e Número de condutores: 50. Gasto total no descomissionamento para opção de Remoção Completa: US\$134.097.750,00. Lembrando ainda, que o custo total não leva em consideração o custo com o tamponamento e abandono de poços.

### 7.3.1. Brasil

Como mencionado, os resultados apresentados na **Tabela 7.2** foram obtidos observando-se a região do Pacífico. Como ainda não existem pesquisas sobre os custos no Brasil, uma solução seria a adequação dos resultados internacionais à realidade do país. Nesta situação, a principal alteração ocorreria na operação de mobilização dos HLV e dos navios cargueiros.

Por outro lado, o Brasil apresenta como particularidade um número significativo de plataformas flutuantes (23 unidades). A remoção destas plataformas deverá ser significativamente mais simples e conseqüentemente mais barata, que a remoção das plataformas fixas. Contudo, o custo de tamponamento e abandono de poços em águas profundas (acima de 1.000 metros) deverá oferecer complicações adicionais. Complicações similares também são esperadas na operação de Limpeza do Local e Verificação (Ferreira & Suslick, 2.000). Uma proposta futura seria a construção de uma tabela para as plataformas flutuantes, semelhante à apresentada acima, a fim de possibilitar suas estimativas de custos de descomissionamento.

### 7.3.2. Críticas à Estimativa de Custos

As operadoras apesar de conhecerem a importância da adoção das medidas descritas acima, não as realizam efetivamente na prática.

A argumentação fundamenta-se em torno de dois pontos. O primeiro é de que não há como prever a legislação ambiental, por exemplo, daqui a 15 – 20 anos, afinal trata-se de um processo dinâmico e, portanto, de certa maneira imprevisível. A segunda razão é que a inclusão destes custos, como observados na **Figura 7.2**, ocorrem no final da vida produtiva dos campos de exploração de petróleo e gás, isto é, daqui a 15 – 20 anos. Quando utilizados os métodos tradicionais de avaliação econômica: Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) as alterações promovidas pela presença dos custos com o descomissionamento são relativamente pequenas.

Por exemplo, considerando primeiramente as premissas básicas de um cenário de desenvolvimento de um projeto de exploração e produção de um campo de petróleo no que se refere a tributação e aos preços (**Tabela 7.3**).

**Tabela 7.3.: Cenário e tributação incidente sobre o desenvolvimento e exploração de um campo de petróleo e gás offshore.**

CENÁRIO	
Preço do óleo	20,00 \$/bbl
Taxa mínima de atratividade	15,00%
IMPOSTOS DIRETOS	
Imposto de renda	25,00%
Contribuição social	8,00%
PIS/PASEP + COFINS	3,65%
IMPOSTOS SOB A ATIVIDADE DE E&P PETRÓLEO	
<i>Royalty</i>	10,00%
Participação Especial	20% (> 30MM bbl)
Retenção área exploração	300 \$/km <sup>2</sup>
Retenção área avaliação	600 \$/km <sup>2</sup>
Retenção área produção	3000 \$/km <sup>2</sup>

Supondo que esse campo possua um reserva recuperável global estimada em \$695,21 milhões de barris com um perfil de produção conforme apresentado na **Tabela 7.4**.

**Tabela 7.4.: Perfil de produção e custos associados à exploração e produção de um campo de petróleo e gás offshore.**

ANO	PRODUÇÃO DE ÓLEO	INVESTIMENTOS				CUSTOS OPERACIONAIS	
		(MM bbl)	Exploração (MM \$)	Avaliação (MM \$)	Desenvolvimento		
					Poços (MM \$)		Equipamentos (MM \$)
2.002	0,00	(5,00)	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.004	0,00	0,00	(33,00)	0,00	0,00	0,00	
2.005	0,00	0,00	0,00	(32,00)	(48,00)	0,00	
2.006	0,00	0,00	0,00	(91,92)	(137,88)	0,00	
2.007	0,00	0,00	0,00	(133,84)	(200,76)	0,00	
2.008	33,40	0,00	0,00	(141,24)	(211,86)	(28,50)	
2.009	36,80	0,00	0,00	(67,32)	(100,98)	(34,50)	
2.010	35,80	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.011	27,50	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.012	22,40	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.012	18,90	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.013	16,40	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.014	14,50	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.015	12,90	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.016	11,70	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.017	10,70	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.018	9,80	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.019	9,10	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.020	8,50	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.021	7,90	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.022	7,40	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.023	6,60	0,00	0,00	0,00	0,00	(45,00)	
2.024	6,00	0,00	0,00	0,00	0,00	(42,00)	
2.025	5,70	0,00	0,00	0,00	0,00	(39,00)	
2.026	3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	(30,00)	
2.027	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	(24,00)	
2.028	0,00	0,00	0,00	0,00	(84,27)	0,00	

A área do campo solicitada na concessão foi de 150 km<sup>2</sup>. Os custos de exploração e desenvolvimento atingem \$5,00 e \$33,00 milhões nos anos 2.002 e 2.004, respectivamente. Os demais custos de produção envolvem a perfuração de poços (\$466,32 milhões) e instalação de equipamentos, plataformas etc. (\$783,75 milhões) estão previstos para serem realizados no período de sete anos iniciais de produção do campo conforme apresenta a **Tabela 7.4**. No final da vida útil do empreendimento, estima-se um custo de descomissionamento de \$84,27 milhões.

Se forem realizadas variações de  $\pm 40\%$  no valor dos custos com o descomissionamento, observa-se que a variação do VPL e da TIR é muito pequena (**Tabela 7.5**).

**Tabela 7.5.: Análise de sensibilidade do VPL e TIR em relação aos custos com o descomissionamento de subestruturas.**

INTERVALO	DESCOMISSIONAMENTO	VPL	TIR
40,00%	(117,97)	206,77	24,61%
32,00%	(111,23)	206,93	24,61%
24,00%	(104,49)	207,08	24,61%
16,00%	(97,75)	207,24	24,62%
8,00%	(91,01)	207,39	24,62%
0,00%	(84,27)	207,55	24,62%
(8,00)%	(77,52)	207,70	24,62%
(16,00)%	(70,78)	207,86	24,62%
(24,00)%	(64,04)	208,01	24,62%
(32,00)%	(57,30)	208,17	24,62%
(40,00)%	(50,56)	208,32	24,63%

Contudo, não deve-se desconsiderar a estimativa de custos com o descomissionamento. Essa estimativa é bastante relevante em casos especiais, onde há a necessidade do descomissionamento antes do final da vida produtiva dos campos por razões além do planejamento inicial da atividade de exploração e produção.

#### **7.4. Alternativa Econômica: Postergar o Descomissionamento**

Uma alternativa para a redução de custos com o descomissionamento seria a postergação do momento de descomissionar. Esta seria uma opção paralela, uma vez que poderia preceder alguma das demais opções de descomissionamento já apresentadas.

As economias existirão dependendo da eficiência no bloqueio da corrosão e da deterioração estrutural, dos gastos decorrentes da permanência da estrutura, além das responsabilidades criadas pela permanência da plataforma no seu local de exploração e produção.

**Tabela 7.6.: Postergar o processo de descomissionamento classificado segundo considerações econômicas.**

OPÇÃO	NÍVEL RELATIVO 5 = MAIOR 1 = MENOR	COMENTÁRIOS
Postergar o Descomissionamento	1	Os custos descontados são inferiores aos custos atuais. Pode reduzir custos eventuais com a disposição através de economias de escala.

Embora esta opção pudesse preceder qualquer outra, a comparação é relevante, em virtude da praticabilidade técnica do adiamento do processo de descomissionamento por um período de tempo considerável. Assim, se permitido pela legislação, o adiamento do processo de descomissionamento seria a opção ideal a curto e médio prazo.

A proposta consiste em que a agência reguladora permita o adiamento prazo de descomissionamento para as plataformas desativadas, ou que terminaram a pouco a sua vida econômica, de maneira a permitir que duas ou mais plataformas possam ser descomissionadas ao mesmo tempo, utilizando os mesmos equipamentos e trabalhadores. Isto é possível, pois em geral, as plataformas podem operar por trinta, quarenta, ou mais anos, e, do ponto de vista da engenharia, é possível manter muitas, se não a maioria, das plataformas existentes em um determinado campo intactas e seguras por, pelo menos, mais uma ou duas décadas além do tempo que a legislação possa requerer.

Reconhecendo que, nem todas as plataformas de um determinado campo de produção terminem suas atividades ao mesmo tempo, a formação de um fundo gerido pelo governo, portanto, poderia ser estimado para a primeira plataforma desativada contabilizando cada ano que a esta permanesse no local esperando pela(s) próxima(s) plataforma(s) desativada(s). As contribuições a esse fundo seriam baseadas na economia obtida durante o processo de

descomissionamento e no máximo período possível que a plataforma desativada pudesse permanecer no local.

A quantidade de plataformas desativadas que permaneceriam no local e a duração dessa permanência seria determinada pela(s) operadora(s) ponderando as contribuições *versus* o custo no descomissionamento de uma única plataforma. Não obstante, essas contribuições seriam determinadas através de um processo de negociação onde o custo de deixar uma plataforma por um período maior que o permitido resultaria em economia de custos zero para a(s) operadora(s) envolvida(s).

O processo de postergação funcionaria da seguinte forma (Athanasopoulos et. al., 1.999):

- A. Os principais grupos de interesse (*stakeholders*) debateriam em conjunto para determinar o máximo tempo em que seria tolerada a permanência da plataforma no local;
- B. A(s) operadora(s) entregaria(m) na agência governamental reguladora a proposta do projeto de descomissionamento, onde constaria das plataformas que devem ser descomissionadas em conjunto;
- C. A agência reguladora e as operadoras calculariam a economia de custos obtida e, dessa forma, determinaria qual seria a contribuição anual ao fundo gerido pelo governo, que seria avaliada com base no maior período de tempo possível que a plataforma desativada poderia permanecer no local. Este período de tempo começaria com a desativação da primeira plataforma;
- D. Essas contribuições seriam recolhidas anualmente, e os benefícios monetários seriam distribuídos aos principais grupos de interesse na forma de programas, como por exemplo, de preservação de espécies marinhas em extinção;
- E. Em algum momento antes do período máximo permitido, todas as plataformas previamente identificadas devem ser descomissionadas. É certo que as plataformas serão descomissionadas antes do prazo, ou então nenhuma economia será realizada. As operadoras podem descomissionar a suas plataformas a qualquer momento antes do prazo máximo.

Este programa, assim como o de criação de recifes artificiais, resultaria em redução das despesas com o descomissionamento graças à expansão temporária das opções de

descomissionamento. Resultaria também na distribuição da redução de custos entre as operadoras e os governos locais e no final das contas na remoção completa de plataformas *offshore*. Sob certas circunstâncias, este programa pode ser uma solução politicamente mais aceitável, que o programa de recifes artificiais.

O custo na mobilização de equipamentos, criação de equipes de trabalho, condução de investigações ambientais, e obtenção de licenças para o descomissionamento de cada plataforma individualmente *versus* o planejamento das mesmas atividades para alguma, ou até mesmo todas as plataformas de um determinado campo de produção pode ser significativamente menor. O estabelecimento do programa baseado num sistema de taxas permite a distribuição de uma parcela da economia obtida nos municípios mais diretamente afetados.

Um outro elemento importante do ponto de vista das operadoras entre o descomissionamento de uma única plataforma e a execução da mesma atividade em grupos maiores, é a oportunidade de custo do capital.

A oportunidade de capital, neste caso, refere-se a não utilização dos *topsides* de uma plataforma em outra área. Se os *topsides* não forem reutilizados após a desativação desse ativo, isto representaria uma perda monetária que deveria ser incluída no cálculo da economia de custos desenvolvido pelas operadoras na determinação da realização ou não de um programa adiamento de descomissionamento.

De qualquer forma, se os *topsides* forem ou não removidos antes das subestruturas, a responsabilidade por qualquer porção remanescente da plataforma pertence à operadora até o local ser completamente desobstruindo de quaisquer resíduos. Equipamentos de produção e/ou demais equipamentos que contiverem produtos tóxicos deverão ser removidos bem como os poços deverão ser tamponados e abandonados segundo a legislação vigente. As operadoras continuarão a sinalizar a presença das porções superiores e inferiores das estruturas. Os custos dessas obrigações seriam considerados pelas operadoras durante as avaliações econômicas para a determinação do período máximo de permanência de uma plataforma ou suas porções submersas no local.

#### 7.4.1. Considerações Ambientais

Como já mencionado, muitos dos principais efeitos indiretos ou externos das práticas de descomissionamento são decorrentes da remoção ou não do *habitat* marinho.

Tendo em mente que o significado e valor dos efeitos sobre o *habitat* marinho dependem das características físicas, ecológicas, e geográficas do ambiente marinho em que a plataforma está localizada, claramente a melhor opção de descomissionamento ponderada apenas pelos efeitos no ambiente marinho e em outros usuários do oceano (Tabela 7.7) seria o adiamento do processo de descomissionamento.

**Tabela 7.7.: Postergar o processo de descomissionamento classificado segundo seus efeitos relativos no *habitat* marinho e nos demais usuários do oceano.**

OPÇÃO	EFEITO RELATIVO 5 = MAIOR 1 = MENOR	COMENTÁRIOS
Postergar o Descomissionamento	1	<i>Habitat</i> marinho inalterado até uma eventual remoção; Barreiras à pesca com redes permanecem; Permanência da interferência estética para alguns dos residentes costeiros ou conservadores; Distribuição das economias dos possíveis custos (pelo adiamento).

## Capítulo 8

### Considerações Finais

É importante considerar o descomissionamento como um processo que possui natureza própria. Requer tempo até que seja desenvolvido o delicado balanço entre custos, meio ambiente, tecnologia e segurança, o que significa minimizar os impactos ambientais, adotar procedimentos seguros com custos reduzidos, garantindo que seja possível encontrar a Melhor Opção Factível de Engenharia (BPEngO).

Como apresentado, a metodologia para a BPEngO, na prática, envolve primeiramente a definição do problema, elaboração de uma lista contendo todas as opções factíveis. Progressivamente com o desenvolvimento das avaliações das opções, surgem novas informações capazes de reduzir a lista inicial das alternativas. São, então, identificados os critérios necessários ao desenvolvimento do delicado balanço: factibilidade, complexidade e riscos técnicos; impactos ambientais; impactos nos demais usuários do oceano (principalmente, pescadores); segurança daqueles envolvidos na operação e custos. De posse destas informações são atribuídos pesos aos critérios, ordenando-os pela sua importância, e nota às etapas/atividades inerentes de cada opção, obtendo a melhor alternativa, isto é, BPEngO.

No desenvolvimento desta metodologia, uma equipe multidisciplinar, capaz de compreender e debater o bojo do assunto é essencial. Além das questões tecnológicas e operacionais inerentes ao estudo de um novo processo, o descomissionamento exige legislações abrangentes e completas, que não negligenciem o estabelecimento de canais com a opinião

pública. Proporcionando às operadoras a possibilidade de adoção de metodologias e procedimentos mais adequados à sua realidade.

Além do estabelecimento desta estrutura multidisciplinar aliada a uma legislação factível e abrangente, sempre que possível, é importante observar duas alternativas mais recentes para o descomissionamento de sistemas de produção *offshore*: Recifes Artificiais e Adiamento do Processo de Descomissionamento.

A alternativa da transformação de subestruturas em recifes artificiais é a opção ecologicamente correta para o descomissionamento de plataformas fixas localizadas em lâminas d'água de até 100 metros. Isto, pois a subestrutura proporciona um *habitat* robusto e adequado para a desova e ninho de diferentes espécies marinhas. Graças às aberturas na estrutura, ocorre circulação adequada de água dentro do seu interior, que aliada a uma grande área superficial encoraja o desenvolvimento de espécies que se desenvolvem mais próximas ao solo marinho. Já a complexidade física da estrutura proporciona proteção contra fortes correntezas e predadores; uma variedade de *habitats* ao longo da coluna d'água, permitindo que diferentes espécies permaneçam em sua profundidade marinha mais confortável, aumentando, portanto, a variabilidade biológica do local. Desta forma, esta alternativa preserva e estimula o *habitat* marinho desenvolvido ao longo dos anos em que a instalação esteve em atividade.

Já o adiamento do processo de descomissionamento é uma alternativa paralela, visto que pode preceder alguma das demais opções de descomissionamento discutidas nesta dissertação. Esta alternativa, assim como a de recifes artificiais, resultaria em redução de custos na mobilização de equipamentos, criação de equipes de trabalho, condução de investigações ambientais, e obtenção de licenças para o descomissionamento graças à otimização destas atividades. Sob certas circunstâncias, este programa pode ser uma solução politicamente mais aceitável, que o programa de recifes artificiais, uma vez que tem como objetivo final a remoção completa das plataformas.

Independente do tipo de solução a ser adotada, o planejamento para o processo de descomissionamento à frente de seu momento. Esta será a chave para uma execução segura, ambientalmente consciente e eficiente.

## Referências Bibliográficas

AABEL, J. P., CRIPPS, S. J., HOVDA, J., **Optimal Configuration of a Large Scale Artificial Reef from Decommissioned Oil and Gas Platform Jackets - A Case Study**, European Artificial Reef Research. Proceedings of the 1<sup>st</sup> EARRN Conference., Ancona, Itália, Março 1.996;

AABEL, J. P., CRIPPS, S. J., KJEILEN, G., **Offshore Petroleum Installations in the North Sea used as Fish Aggregating Devices - Potential and Suggestions for Preparation, Management and Monitoring**, SPE International Conference on Health, Safety & Environment held in New Orleans, Louisiana, 9-12 Junho 1.996, (SPE 35919);

ADUANEIRAS, web-site: [www.aduaneiras.com.br](http://www.aduaneiras.com.br), 2.001.

ALBAUGH, E. K., Deep-water Abandonment Focus on Gulf of Mexico Contractors, **Oil and Gas Journal**, vol.: 58, issue:11, Novembro 1.998.

ANP, Agência Nacional de Petróleo, **Anuário Estatístico da Indústria Brasileira de Petróleo**, Brasil, 2.001. [On-line], Site: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) [08/2001].

ANP, Agência Nacional de Petróleo, **Portaria 176 de 27 de outubro de 1.999**, Regula o Abandono de Poços Perfurados com Vistas a Exploração ou Produção de Petróleo e/ou Gás, Brasil.

ANTHONY, N. R., RONALDS, B. F., FAKAS, E., **Platform Decommissioning Trends**, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Austrália, 2.000, (SPE 64446);

ANTIA, D. D. J., **Economics of Reusable Facilities**, SPE Oil & Gas Economics, Finance and Management Conference, Londres, Inglaterra, 28-29 Abril 1.992, (SPE 24235);

ASHOK KUMAR, P. D., **Decommissioning Oil Platforms in Malaysia**, a paper presented at the Second Malaysian Studies Conference, University of Malaya, Kuala Lumpur, Malásia, 2-4 Agosto 1.999. 18p.

ATHANASSOPOULOS, J. D. E., DALTON J. S., FISCHER A., P., **Offshore Oil Platform Decommissioning: A Comparative Study of Strategies and the Ecological, Regulatory, Political and Economic Issues Involved in Decommissioning Planning**, A Group Project

submitted in partial satisfaction of the requirements for the degree of Masters in Environmental Science and Management for the Donald Bren School of Environmental Science and Management, 1.999;

BAINE, M., KERR, S. (eds.), **Research into Coastal Management of Areas of the North Sea (Stage 1) – Report 05: Integrated Report including Stakeholder Responses**, ICIT, International Center for Island Technology - specialist unit of Heriot-Watt University's Department of Civil & Offshore Engineering, commissioned by International Association of Oil and Gas Producers, Londres, Reino Unido, 2.000. [On-line], Site: [www.icit.demon.co.uk/Report5.zip](http://www.icit.demon.co.uk/Report5.zip) [01/2001];

BAINE, M., KERR, S. (eds.), **Research into Coastal Management of Areas of the North Sea (Stage 1) – Report 06: Executive Summary**, ICIT, International Center for Island Technology - specialist unit of Heriot-Watt University's Department of Civil & Offshore Engineering, commissioned by International Association of Oil and Gas Producers, Londres, Reino Unido, 2.000. [On-line], Site: [www.icit.demon.co.uk/Execsum.zip](http://www.icit.demon.co.uk/Execsum.zip) [01/2001];

BAINE, M., **Research into Coastal Management of Areas of the North Sea (Stage 1) – Report 03: A Review of North Sea Structures and the Reef Effect**, ICIT, International Center for Island Technology - specialist unit of Heriot-Watt University's Department of Civil & Offshore Engineering, commissioned by International Association of Oil and Gas Producers, Londres, Reino Unido, 2.000. [On-line], Site: [www.icit.demon.co.uk/Report3.zip](http://www.icit.demon.co.uk/Report3.zip) [01/2001];

BAINE, M., **Research into Coastal Management of Areas of the North Sea (Stage 1) – Report 04: World-wide Artificial Reef Deployment, a Review**, ICIT, International Center for Island Technology - specialist unit of Heriot-Watt University's Department of Civil & Offshore Engineering, commissioned by International Association of Oil and Gas Producers, Londres, Reino Unido, 2.000. [On-line], Site: [www.icit.demon.co.uk/Report4.zip](http://www.icit.demon.co.uk/Report4.zip) [01/2001];

BECKMAN, J., Catamaran Can Lift out Decks and Jackets on Single Trips, **Offshore Magazine**, August 2.000;

BECKMAN, J., Shell Takes Vertical Approach to Brent Spar Decommissioning, **Oil and Gas Journal**, vol.: 58, issue:03, 1.998;

BECKMAN, J., Spar Disposal Costs Triple that Planned.(Costs Incurred by Shell-Expro in Decommissioning Brent Spar), **Offshore Magazine**, October 1.999;

BELL, N., CRIPPS, S. J., JACOBSEN, T., KJEILAN, G., PICKEN, G. B., **Review Of Drill Cuttings Piles In The North Sea - Final Report**, A Report for the Offshore Decommissioning Communications Project, Report No: Cordah/ODCP.004/1998, Novembro 1.998.

BOHI, D. R., TOMAN, M. A., **Analysing Nonrenewable Resource Supply**, Resources for the Future, ISBN: 0915707055, Janeiro 1.984. p.10-41.

BORGHINI, S., **Corporate Environmental Accounting: How to Translate The Environmental Concerns into the Language Of Business**, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milano, Itália, 1.998. 16p.

BP-AMOCO, British Petroleum – Amoco, **Statistical Review World Energy**, Londres, Inglaterra, Junho 2.000. 40p.

BRIDGEWATER, R., **Facility Decommissioning - Past, Present and Future**, Presentation at California State Lands Commission, Março 2.000.

CAL DIVE, web-site: [www.caldive.com/abandonment.html](http://www.caldive.com/abandonment.html), 2.000.

CANADÁ, Canadian Pipeline Abandonment Steering Committee, **Legal Issues Relating to Pipeline Abandonment: A Discussion Paper**, The Committee comprised of representatives and employees of the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), the Canadian Energy Pipeline Association (CEPA), the Alberta Energy and Utilities Board (EUB), the Alberta Department of Energy (ADOE), and the National Energy Board (NEB), Maio 1.997.

CANADÁ, Canadian Pipeline Abandonment Steering Committee, **Pipeline Abandonment - A Discussion Paper on Technical and Environmental Issues**, The Committee comprised of representatives and employees of the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), the Canadian Energy Pipeline Association (CEPA), the Alberta Energy and Utilities Board (EUB), the Alberta Department of Energy (ADOE), and the National Energy Board (NEB), Novembro 1.996, 39p.

CHEVRON Corporation, web-site: [www.chevron.com](http://www.chevron.com), 2.000.

COBBY, G., L., **Developing New Environmental Regulations for the Australian Offshore Petroleum Industry**, SPE International Conference on Health, Safety and the Environmental in Oil and Gas Exploration and Production, Stavanger, Noruega, 26-28 Junho 2.000, (SPE 61008);

COUTINHO, A. K., **Projeto Recifes Artificiais Marinhos do Espírito Santo**, UFES-Universidade Federal do Espírito Santo e SEAMA-Secretaria Estadual do Meio Ambiente, 2.000;

DE WIT, L. A., **Effects of Decommissioning Activities on marine Benthos**, paper presented in Proceedings: Public Workshop, Decommissioning and Removal of Oil & Gas Facilities Offshore California: Recent Experiences and Future Deep-water Challenges, MMS OCS Study 98-0023, 1.997;

DEMPSEY, M. J., MATHIESON, W. E., WINTERS, T. A., **Learning from Offshore Decommissioning Practices in Europe and the USA**, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Austrália, 2.000. (SPE 64444);

DTI, U. K. Department of Trade and Industry, **Guidance Notes for Industry: Decommissioning of Offshore Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1.998**, 2.000.

ELKINGTON, J., TRISOGLIO, A., **Developing Realistic Scenarios for the Environment: Lessons from Brent Spar**, Long Range Planning, vol.: 29, issue: 06, Dezembro 1.996. 751p.

ENCARTA, Enciclopédia Microsoft® Encarta, Microsoft Corporation, 2.000.

ENI, **Health Safety Environment Report**  
[www.eni.it/english/notizie/rapporti/ambiente00/eni\\_hse\\_2000.pdf](http://www.eni.it/english/notizie/rapporti/ambiente00/eni_hse_2000.pdf), 2.000.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency, **An Introduction to Environmental Accounting as a Business Management Tool: Key Concepts and Terms**, June 1.995, (EPA 742-R-95-001). [On-line], Site: [www.epa.gov/opptintr/acctg/pdf/busmgt.pdf](http://www.epa.gov/opptintr/acctg/pdf/busmgt.pdf) [01/2001];

EXXON, web-site: [www.exxon.com/index\\_flash.html](http://www.exxon.com/index_flash.html), 2.000.

FEIZLMAYR, A. H., Lower Costs, Environmental Protection Drive Future Pipeline Technologies, **Oil and Gas Journal**, Dezembro 13, 1.999;

FERREIRA, D. F., SUSLICK, S. B., **A New Approach for Accessing Offshore Decommissioning: A Decision Model for Performance Bonds**, SPE International Conference on Health and Safety, Stavanger, Noruega, 2.000, (SPE 61219).

FSP, Folha de São Paulo, **Ambientalistas Alertam sobre Riscos**, São Paulo, Brasil, Outubro 2.000.

GAO, Z., **Environmental Regulation of the Oil and Gas Industries**, CEPMLP – Journal of the Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, volume 2-11 artigo, University of Dundee, Scotland, United Kingdom, 1.997.

GERRARD, S., GRANT A., MARSH, R., LONDON, C., **Drill Cuttings Piles in the North Sea: Management Options During Platform Decommissioning**, Center for Environmental Risk, University of East Anglia, School of Environmental Sciences, Noruega, 1.999.

GERWICK, B. C., **Offshore Structures – Design and Construction**, JOHN WILEY & SONS, Inc., EUA, ISBN 0-471-29705-4, 1.986. p. 376-379.

GREENPEACE, **Chronology Of The Brent Spar Campaign**, Media Briefing, 1.998. [On-line], Site: [www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org) [11/2000];

GREENPEACE, **Consequences of the Brent Spar Victory**, Janeiro 1.998. 111p. [On-line], Site: [11/2000];

GUEVARA, M. J., **A Decommissioning Alternative for Offshore Structures in Venezuela: Artificial Reef**, SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Caracas, Venezuela, 7-10 Junho 1.998, (SPE 46590);

HALLIBURTON, **Integrated Solutions**, 2.000. 81 p. [On-line], Site: [www.halliburton.com/products/int\\_solutions/is1009.pdf](http://www.halliburton.com/products/int_solutions/is1009.pdf) [05/2001];

HMC, Heerema Marine Contractors, **Brent Spar Decommissioning**, 2.000. [On-line], Site: [www.heerema.com/marine/projects/endoflife/brentspar.html](http://www.heerema.com/marine/projects/endoflife/brentspar.html) [01/2001];

HOLBROOK, S. J., AMBROSE, R. F., BOTSFORD, L., et al, **Ecological Issues Related to Decommissioning of California's Offshore Production Platforms**, Report to the University of

California Marine Council by The Select Scientific Advisory Committee on Decommissioning University of California, California, Novembro 2.000. 41p.

HOSODA, R., NOMURA, T., YAMAGUCHI, K., MURATA, B., **Concept of Eco-Platform**, 2.000. 12p.

HUGHES, N., FISH, P., **Decommissioning: Addressing The Issues - When? What? How? And How Much?**, Foster Wheeler Consulting, 2.000. [On-line] Site: [www.fwc.com/publications/tech\\_papers/oil\\_gas/decommission.cfm](http://www.fwc.com/publications/tech_papers/oil_gas/decommission.cfm) [11/2.000];

IFC, International Finance Corporation, **Annual Review of Eco-Efficiency Funds**. [On-line], <http://www-esd.worldbank.org/envmat/vol3f97/ifc.html> [11/2000].

IFC, International Finance Corporation, **Environmental Health and Safety Guidelines**, 2.000. [On-line], Site: [www.ifc.org](http://www.ifc.org) [11/2000];

IMO, The International Maritime Organization - Office for the London Convention 1.972, **Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter, Protocol To The Convention On The Prevention Of Marine Pollution By Dumping Of Wastes And Other Matter, 1972 and Resolutions Adopted By The Special Meeting**, 1.996.

IMO, The International Maritime Organization – Office for the London Convention 1.972, **Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter, Guidelines For The Assessment Of Wastes Or Other Matter That May Be Considered For Dumping**, 2.000.

IMO, The International Maritime Organization, **Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf** (IMO Guidelines), 1.989.

IMO, The International Maritime Organization, **Marpol 73/78 - The future of Annex II**, 1.999.

IMO, The International Maritime Organization, **Marpol**, Electronic version 1.0, 2.000.

IMO, The International Maritime Organization, **What It Is, What It Does And How It Works**, 1.998. [On-line], Site: [www.imo.org/imo/whatitis.txt](http://www.imo.org/imo/whatitis.txt) [11/2000];

JONHSTONE, J. E., NAUSER, J. M., FRITTS, J. M., **Estimating and Reducing Company Wide Property Abandonment Costs**, SPE Advanced Technology Series, vol.04, no. 2, 1.995, (SPE 29746);

KEBODEAUX, T. R., **Death Of A Platform: Artificial Reef Programs Provide A Rebirth To Decommissioned Structures**, Underwater Magazine, Spring 1.995.

KEMP, A. G., STEPHEN, L., **Economic and Fiscal Aspects of Decommissioning Offshore Structures**, artigo do livro Decommissioning Offshore Structures, SPRINGER-VERLAG, IBSN 3-540-76213-2, Londres, Inglaterra, 1.998. 163p.

KIRBY, A., Brent Spar's Long Saga, **BBC News Online: Sci/Tech**, November 25, 1998. [On-line], Site: <http://news.bbc.co.uk/low/english/scitechs/default.htm> [01/2001];

KNOTT, D., **20/20 Hindsight over Brent Spar**, Oil and Gas Journal, vol. 96, issue:06, 1.998;

KNOTT, D., **North Sea Operators Tackling Platform Abandonment Problems**, Oil and Gas Journal, vol. 93, issue:12, 1.995;

KRAKOVICS, F., ES Afunda Navio para Criar Recife Artificial, **Folha de São Paulo**, São Paulo, Brasil, Outubro 2.000.

LEÃO, I., Encomenda no Estaleiros, **Gazeta Mercantil**, Rio de Janeiro e Espírito Santo, Brasil, Outubro 2.001.

LES DAUTERIVE, **Rigs-to-reefs Policy, Progress and Perspective**, Presented to MMS – US Department of the Interior – Minerals Management Service, New Orleans, Louisiana, Outubro 2.000, 12p. (OCS Report MMS 2000-073).

LINZI, P., HARLEY, L., PICKEN, G., **Decommissioning of the Balmoral Installation (UK North Sea): BPEO Case Study**, SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil & Gas Exploration & Production, Stavanger, Noruega, 26-28 June 2.000, (SPE 61120);

MANAGO, F., WILLIAMSON, B. (eds.), **Proceedings: Public Workshop, Decommissioning and Removal of Oil & Gas Facilities Offshore California: Recent Experiences and Future Deep-water Challenges**, MMS OCS Study 98-0023. 1.997. 279p.

MEENAM, P., **Technical Aspects of Decommissioning Offshore Structures**, artigo do livro Decommissioning Offshore Structures, SPRINGER-VERLAG, Londres, Inglaterra, IBSN 3-540-76213-2. 1.998. 166p.

MMS, U. S. Department of the Interior - Minerals Management Service, **Action Plan for Addressing Pacific Region Offshore Oil and Gas Facilities Decommissioning Issues**, Julho 1.999. [On-line], Site: [www.mms.gov](http://www.mms.gov) [11/2000];

MMS, U. S. Department of the Interior - Minerals Management Service, **Platform Ecology Studies Funded by the Minerals Management Service's Environmental Studies Program: An Annotated Bibliography**, Janeiro 2.000.

MMS, U. S. Department of the Interior - Minerals Management Service, **Summary File For Platform Structures Removed And Method Of Removal**, Inclui company name received/approved/removed/site clearance dates, lease number, area/block, structure name, proposed removal date, method of removal, district number, complex ID, and water depth. 2.001. [On-line], Site: [www.gomr.mms.gov/homepg/pubinfo/freesaci/platform/zipped/fixed/PLATREMF.ZIP](http://www.gomr.mms.gov/homepg/pubinfo/freesaci/platform/zipped/fixed/PLATREMF.ZIP) [02/2001];

MPE – Ministry of Petroleum and Energy, **The Final Disposal of Disused Pipelines and Cables**, Oslo, Noruega, Dezembro 1.999.

NERC, Natural Environment Research Council, Scientific Group on Decommissioning Offshore Structures, **First Report, A Report by the Natural Environment Research Council for the U.K. Department of Trade and Industry (DTI)**, 1.996.

NERC, Natural Environment Research Council, Scientific Group on Decommissioning Offshore Structures, **Second Report, A Report by the Natural Environment Research Council for the U.K. Department of Trade and Industry (DTI)**, 1.998.

O' CONNOR, P. E., **Case Studies of Platform Re-use in the Gulf of Mexico**, International Conference: The Re-use of Offshore Production Facilities, The Netherlands, 13-14 Outubro 1.999.

OFFSHORE MAGAZINE, Study to Determine Ultimate Fate of Giant Concrete Platforms, Agosto 1.999;

OGJ, Oil and Gas Journal, Brent Spar Disposal Options Unveiled, vol.: 94, issue: 34, 1.996;

OGJ, Oil and Gas Journal, Brent Spar Disposal Requires New Approach, vol.: 94, issue: 30, 1.996;

OGJ, Oil and Gas Journal, Pipelines, Outubro 11, 1.999;

OGJ, Oil and Gas Journal, Shell Abandons Plan to Dump Brent Loading Spar in Atlantic Ocean, vol.: 93, issue: 26, 1.995;

OGJ, Oil and Gas Journal, Shell Picks Re-use Option for Brent Spar, vol.: 96, issue: 06, 1.998;

OGJ, Oil and Gas Journal, Shell Ponders Next Step for Brent Field Spar, vol.: 93, issue: 30, 1.995;

ONIP, [www.onip.org.br](http://www.onip.org.br), 2.000.

OSPAR, The Commission for the Protection of the Marine Environment of the Northeast Atlantic. **Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations**, Reference number: B-9.6, 1.998.

PAUL, G., Governo Estuda Alternativa para Reativar o Setor, **O Estado de São Paulo**, São Paulo, Brasil, Setembro de 1.999.

PENNEY, W., Stabilization Elements to Consider in Re-Floating Concrete Gravity Platforms, **Offshore Magazine**, Janeiro 2.001;

PENNEY, W., The Decommissioning Dilemma.(Removal Regulations of Offshore Oil Drilling Structures and Setbacks in Wrecking Procedures in the North Sea), **Offshore Magazine**, Novembro 2.000;

PERRY III, A., SNYDER, J. E., BYRD, R. C., **Amoco Eugene Island 367 Jacket Sectioned, Topped In Place**, Twachtman Snyder & Byrd Inc., Houston, 1.998. [On-line], Site: [www.tsboffshore.com/articles/80020-15.PDF](http://www.tsboffshore.com/articles/80020-15.PDF) [01/2001];

PETROBRÁS, **Relatório Anual**, Rio de Janeiro, Brasil. 1.999. 59p.

PETROBRÁS, **Relatório Anual**, versão eletrônica, Rio de Janeiro, Brasil. 2.001.

PETROBRÁS, web-site: [www.Petrobras.com.br](http://www.Petrobras.com.br), 2.000;

PETRONAS, web-site: [www.petronas.com](http://www.petronas.com), 1.999.

PICKERING, H., WHITMARSH, D., **Artificial Reefs and Fisheries Exploitation: A Review of The 'Attraction vs. Production' Debate, The Influence of Design and Its Significance for Policy**, Center for the Economics and Management of Aquatic Resources (CEMARE), Department of Economics, University of Portsmouth, Reino Unido, ISSN: 0966-792X. 1.996.

PITTARD, A., Technology Field Abandonment Costs Vary Widely Worldwide, **Oil and Gas Journal**, vol. 95, issue:11, 1.997;

PPC, Phillips Petroleum Company, **Maureen Decommissioning Program**, 1.999. 260p.

PPC, Phillips Petroleum Company, **The Ekofish Tank Substructures: A Summary of Disposal Option Assessments**, Stavanger, 26 Março 2.001.

PRASTHOFER, P. H., **Offshore Production Facilities: Decommissioning of Topsides Production Equipment**, Proceedings: Public Workshop, Decommissioning and Removal of Oil and Gas Facilities Offshore California: Recent Experiences and Future Deep-water Challenges, Ventura, Califórnia, 1.997, (MMS OCS Study 98-0023);

PULSIPHER, A. G. (ed.), **Proceedings: An International Workshop on Offshore Lease Abandonment and Platform Disposal: Technology, Regulation and Environmental Effects**, Center for Energy Studies, Louisiana State University, Baton Rouge Louisiana, Abril 1.996, (MMS Contract No. 14-35-0001-30794).

PULSIPHER, A. G., DANIEL IV, W. B., **Onshore Disposition of Offshore Oil and Gas Platforms: Western Politics and International Standards**, Center for Energy Studies, Baton Rouge, Louisiana, EUA, 1.999, 39pp.

REEFS.COM, **Rigs-to-Reefs**, Site: [www.reefs.org/library/talklog/j\\_wiseman\\_082398/rigs.htm](http://www.reefs.org/library/talklog/j_wiseman_082398/rigs.htm) [11/2000];

RICE, A. L., **Does Science Have a Role in Risk Analysis? The Case of the Brent Spar and Other Cautionary Tales**, Summary of Meeting Paper – Annual Meeting of the Society for Risk Analysis-Europe, 1.996.

RICE, A. L., **The Lessons of Brent Spar**, Endeavor, vol.: 20, issue: 02, 1.996, p. 47-49;

SHELL UK, **Brent Spar Dossier: the Story, Photographic Record, Feature Stories, Press Releases and Technical Data.** [On-line], Site: [www.shell.com/uk-en/directory/0,4010,25268,00.html](http://www.shell.com/uk-en/directory/0,4010,25268,00.html) [01/2.001];

TEXACO Inc., web-site: [www.texaco.com](http://www.texaco.com), 2.000.

THORNTON Jr., W. L., QUIGEL, J. C., **Case History for Rigs-to-Reefs: a Cost Effective Alternative for Platform Abandonment**, 20<sup>th</sup> Annual OTC, Houston, Texas, 2-5 Maio 1.988, (OTC 5876);

TOTALFINAELF, Total Fina Elf Petroleum, web-site: [www.totalfinaelf.com/ho/en/index.htm](http://www.totalfinaelf.com/ho/en/index.htm), 2.000;

TSB, Twachtman Snyder & Byrd Inc, **State of Art of Removing Large Platforms Located in Deep Water – Final Report**, Apresentado ao: MMS - U. S. Department of the Interior - Minerals Management Service, Novembro 2.000. 261p.

TWACHTMAN, R. J., Offshore Platforms Decommissioning Perceptions Change, **Oil and Gas Journal**, vol.: 95, issue: 49, 1.997;

UKOOA, U.K. Offshore Operators Association, **The AURIS Report – Executive Summary**, Junho 1.995. [On-line], Site: [www.ukooa.co.uk/issues/index.cfm?page=/issues/decommissioning/v0000158.htm](http://www.ukooa.co.uk/issues/index.cfm?page=/issues/decommissioning/v0000158.htm) [11/2000];

WILSON, C. A., STANELY, D. R., MILLER M., **Louisiana's Artificial Reef Program: Comparison of the Assemblage of Organisms at Two Artificial Reefs and a Production Platform in the Northern Gulf of Mexico.** Annual Report to the Louisiana Artificial Reef Program Louisiana Department of Wildlife and Fisheries, Coastal Fisheries Institute, Center for Coastal, Energy, and Environmental Resources, 1.997-98;

WORLD BANK, web-site: [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org), 2.000;

WORLD OIL, FPSOs (Floating Production Storage and Off loading), Outubro 1.999.

WORLD OIL, Jack-ups, Dezembro 1.999.

WORLD OIL, Semi-submersibles, Outubro e Dezembro 1.999.

YCN, Yarmouth Community Network, **U.K. - History**, Meltzer Research and Consulting, Yarmouth, Nova Scotia, Canadá, 1.998. [On-line], Site: [www.ycn.library.ns.ca/index.htm](http://www.ycn.library.ns.ca/index.htm) [11/2000].

## **Anexo I**

### **Panorama da Regulamentação Ambiental Internacional**

Revisando a história da regulamentação ambiental internacional a partir de 1.950, percebe-se que a porção que concerne às operações de petróleo e gás é um fenômeno relativamente recente. Somente a partir de meados do século passado, houve um aumento significativo no conjunto de leis que afetam as operações de petróleo e gás.

O sistema de regulamentação legal para as transações de petróleo e gás é uma combinação tanto de leis internacionais com legislações nacionais, sendo o primeiro responsável pela apresentação de alguns elementos e o último a base do sistema propriamente dito. O assunto pode ser melhor observado e analisado nessas questões quando ocorre a sobreposição das jurisdições internacionais e nacionais.

As principais leis ambientais para indústria de petróleo e gás podem ser classificadas, conforme sua origem e natureza, em três categorias (Gao, 1.997):

1. Tratados internacionais;
2. Acordos regionais;
3. Princípios.

Estas leis estão endereçadas a duas etapas do processo de descomissionamento: remoção e disposição. No contexto destas leis, deixar uma estrutura no lugar após a sua operação é considerado como disposição.

O regime de regulamentação tem passado recentemente por mudanças significativas. A mais importante é a evolução do conceito de disposição de algo relacionado meramente com impacto direto no meio ambiente, para um componente relevante no gerenciamento dos materiais residuais.

A apresentação a seguir inicia-se com uma breve discussão acerca dos principais tratados internacionais, os acordos regionais e princípios.

## **Principais Tratados Internacionais**

### *1.958 Geneva Conventions*

Um bom ponto de partida para a revisão das leis internacionais referentes às operações *offshore* de petróleo e gás é a *1.958 Geneva Conventions*, ou mais precisamente, *the Continental Shelf Convention and the High Seas Convention*. Esta convenção inclui uma numerosa quantidade de enunciados relacionados à prevenção de poluição marinha decorrente de operações *offshore*, que entre outras:

- Impede as operações *offshore* de causarem injustificada interferência em outras atividades marinhas, mesmo que essas operações sejam resultantes de esforços de conservação;
- Convoca os Estados membros<sup>28</sup> a estabelecerem zonas de segurança, de aproximadamente 500 metros, ao redor de todas as plataformas de perfuração;
- Exige dos Estados membros medidas apropriadas para a proteção dos recursos vivos existentes no ambiente marinho que possam ser afetados, de alguma maneira, por agentes oriundos de suas operações;
- Estabelece a completa remoção de qualquer instalação desativada.

A Convenção também contém um amplo artigo obrigando todos os Estados membros a redigirem regulamentações que previnam a poluição dos mares por óleo proveniente de oleodutos ou de operações de exploração e de exploração.

---

<sup>28</sup> Estados membros da Organização das Nações Unidas (ONU).

A maioria dos países produtores de petróleo *offshore*, incluindo os Estados Unidos e o Reino Unido, fazem parte dessa convenção. Todas as normas permanecem válidas para os países membros, excetuando aqueles que assinaram o acordo *1.982 United Nations Convention on the Law of the Sea (LOS Convention)*, que foi desenvolvido para substituir a *1.958 Geneva Conventions*. As implicações do *LOS Convention* serão discutidas a seguir.

### ***1.972 London Dumping Convention***

Uma das tentativas para a proteção ambiental das atividades petrolíferas *offshore* foi a *1.972 London Convention*. É o maior instrumento ambiental quanto à abrangência. Engloba todas as áreas marinhas exceto as águas internas. Nesta convenção, o descarte é definido como:

- Qualquer descarte deliberada de resíduos ou outros materiais oriundos de navios, *aircraft*, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar ou qualquer disposição deliberada de navios, *aircraft*, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar;
- O descarte de resíduos ou outros materiais oriundos diretamente ou indiretamente das operações *offshore* de exploração e de exploração de recursos minerais no fundo do mar não serão cobertos pelas normas desta Convenção.

Através de tais normas, esta convenção trouxe uma porção das atividades *offshore* de petróleo e gás sob a esfera de sua regulamentação. Especificamente, o descarte de instalações e estruturas *offshore*.

Em resposta a crescente preocupação internacional acerca do descomissionamento de equipamentos e instalações de petróleo, uma reunião especial do *Contracting Parties to the London Dumping Convention* adotou um novo Protocolo em 7 de novembro de 1.996 com o intuito de esclarecer a posição do tratado sobre o assunto em questão. Desta forma, a definição de descarte na convenção foi atualizada e estendida para incluir explicitamente: “*qualquer forma de abandono no local de plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no oceano, com o propósito deliberado de disposição.*”

Com isso, a *London Dumping Convention* estendeu a esfera de sua jurisdição para as atividades de descomissionamento das instalações de petróleo *offshore* sejam elas totais ou parciais.

## 1.973/78 MARPOL

Um outro importante ato internacional é 1.973 MARPOL, que apesar de ser dirigido a indústria de marinha mercante, tem implicações diretas nas operações *offshore* de petróleo.

MARPOL define “descarga” como “*a liberação de substâncias danosas provenientes diretamente da exploração, exploração ou associadas a processos offshore de recursos minerais no fundo do mar.*” Desta forma, a convenção inclui em sua aplicação e jurisdição a poluição causada por atividades, tais como: *blowout*, falhas estruturais das instalações, colisões com a estrutura, ou acidentes em oleodutos.

A MARPOL estabelece em seu Anexo I que equipamentos fixos ou flutuantes, quando utilizados em operações de exploração ou exploração de recursos no fundo do mar, devem estar submetidos às mesmas regras referentes aos navios de peso igual ou superior a 400 toneladas. O efeito disso é a proibição da descarga de óleo e misturas de óleo no ambiente marinho, excetuando-se algumas condições especiais.

### *1.982 Law of the Sea Convention.*

A *LOS Convention*, como já mencionado, foi elaborada com o propósito de consolidar todas as normas e princípios relevantes em um único sistema de convenções.

Pela primeira vez na história, uma convenção global incluiu um capítulo inteiro sobre a proteção ambiental marinha (Seção XII), que especifica de maneira geral a necessidade dos Estados membros em tomar medidas para prevenir, reduzir, controlar a poluição no ambiente marinho.

Estabelece também que os Estados membros devem adotar leis e regulamentos, que sejam não menos efetivos que normas internacionais no que se refere ao gerenciamento da poluição diretamente ou parcialmente relacionada com atividades *offshore*, além de cooperar com proteção do ambiente marinho tanto no âmbito global como regional.

Todas essas diretrizes são, sem sombra de dúvidas, importantes para as operações *offshore* de petróleo. Todavia, deve-se observar que a *LOS Convention* proporciona, na verdade, um relevante sistema para um futuro desenvolvimento legal, e não um conjunto de obrigações operacionais. Conseqüentemente há ainda a necessidade de um desenvolvimento suplementar a

este sistema, afim de se obter uma completa regulamentação das atividades *offshore* de exploração, de produção e, principalmente, de descomissionamento. Tanto a composição destas leis suplementares, bem como a maneira na qual serão aplicadas ainda são objeto de estudo das organizações internacionais.

## **Principais Acordos Regionais**

O segundo nível de regulamentação internacional é, na verdade, uma enorme quantidade de acordos ambientais desenvolvidos em âmbito regional desde aproximadamente o início da década de 70. Novamente, apenas os mais importantes acordos serão brevemente discutidos no parágrafos subseqüentes.

### ***1.972 Oslo Convention***

A *1.972 Oslo Convention* é um tratado regional que abrange apenas o Nordeste Atlântico, o Mar do Norte e porções do Oceano Ártico. Esta Convenção determina que grandes quantidades de resíduos, que possam causar dificuldades nas atividades de pesca e navegação, devem ser despejados em águas profundas, profundidade não inferior a 2.000 metros, e a uma distância inferior a 277,8 km (150 milhas náuticas) da costa mais próxima. Proíbe também o descarte de certos materiais de navios e *aircraft*, incluindo plataformas fixas e flutuantes. As partes envolvidas nos contratos permanecem divididas em relação ao descomissionamento das plataformas, pois o tratado não é claro em relação a essa questão.

### ***The 1.992 OSPAR Convention***

Afim de evitar ambigüidades e atualizar as normas existentes, as Comissões de Oslo e Paris adotaram em 1.992 a *OSPAR Convention*, constituída com o objetivo de consolidar as convenções regionais anteriores, e complementar, mais do que substituir, os tratados multilaterais existentes, tais como: 1.958 *Geneva Convention* e o 1.972 *London Convention*.

Estão sujeitos a regulamentação regionais desta Convenção o ambiente marinho no Mar do Norte e do Nordeste Atlântico.

Já no seu surgimento, esta Convenção proibiu o descarte de resíduos ou outros materiais provenientes de instalações *offshore*. O descarte e a emissão de substâncias oriundas de

atividades *offshore* apesar de não estarem inclusas na proibição, estão sujeitos às autorizações, regulamentações e monitoramentos.

A Convenção estabelece grande ênfase na disposição de instalações *offshore*:

- Nenhum oleoduto ou instalação *offshore* em desuso pode ser deixada para trás. Além disso, nenhuma instalação *offshore* fora de uso pode ser deixada parcialmente ou totalmente em uma área marítima sem a devida autorização, baseada em análise de caso-a-caso, das autoridades competentes estabelecidas nos contratos de licitação.
- Nenhuma dessas autorizações será emitida se o oleoduto ou instalação *offshore* em desuso contiver substâncias que resultem ou possam resultar em prejuízo à saúde humana, ao ecossistema marinho, ou a qualquer outra forma legítima de utilização do ambiente marinho.

Em junho de 1.995, todos os membros da Comissão<sup>29</sup> OSPAR (com exceção do Reino Unido e da Noruega) concordaram em analisar em curto prazo a proibição da disposição de instalações *offshore* no oceano.

Em julho de 1.998, os membros da Comissão OSPAR votaram unanimemente a favor do banimento da disposição de instalações *offshore* de aço localizadas no nordeste Atlântico e no Mar do Norte. Há apenas uma pequena lista de exceções a esta norma. No caso, são 41 instalações de aço pesando mais de 10.000 toneladas, onde existe a possibilidade de deixar pedaços de suas instalações no fundo do mar se a remoção completa não for possível ou muito perigosa. Contudo, em virtude da preferência da disposição em terra, ficou acordado que a quantidade de instalações passíveis desta possibilidade devem ser reduzidas o mais breve possível.

### ***1.994 Energy Charter Treaty (ECT)***

O *Energy Charter Treaty* é o primeiro do gênero a limitar a sua atuação especificamente no setor de energia. É um tratado supra-regional uma vez que seu campo de atuação cobre toda a

---

<sup>29</sup> Os países membros da OSPAR são: Alemanha, Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Finlândia, Irlanda, Islândia, Holanda, Luxemburgo, Noruega, Portugal, Reino Unido, Suécia e Suíça.

Europa e os membros da Comunidade dos Estados Independentes (CEI)<sup>30</sup>, mais Japão e Austrália. No seu preâmbulo, o tratado explicitamente reconhece “*a crescente necessidade por medidas de proteção ambiental, incluindo o descomissionamento de instalações de energia e descarte de resíduos, que ajustem internacionalmente objetivos e critérios para estes propósitos*”.

### ***The UNEP Regional Seas Programme***

Um outro componente dos tratados regionais é o *Regional Seas Programme* desenvolvido sob a proteção do *United States Environment Programme* (UNEP). É um programa ambicioso, baseado em outros tratados e normas para a proteção do ambiente marinho de mares marginais ao redor do globo. O programa atualmente se estende por 13 áreas regionais e possui um total de 29 protocolos e convenções. Muitos deles afetam as atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo e gás.

Dois principais acordos são: o *1.994 Offshore Exploration Protocol* sob a *1.976 Barcelona Convention* e a *1.989 Offshore Exploration Protocol* sob a *1.978 Kuwait Convention*.

Apesar de suas diferenças geográficas, os Protocolos *Offshore* de Barcelona e do Kuwait versam sobre os mesmos assuntos: autorização e licenciamento para atividades de perfuração, descarte de resíduos e substâncias tóxicas, segurança e planos de contingência. Ambos Protocolos apresentam grande ênfase no descomissionamento das instalações *offshore*. No Protocolo Barcelona, a operadora deve “*remover instalação que esteja abandonada ou em desuso, de forma a garantir segurança na navegação*”. No Protocolo Kuwait, as plataformas e estruturas devem ser removidas “*inteiramente ou em partes*”, mas não devem ser dispostas no mar. Além disso, o Protocolo Barcelona é, de certa forma, mais agressivo, pois também inclui diretrizes sobre responsabilidade e compensações, além de exigir avaliações sobre o impacto ambiental.

O *UNEP Regional Seas Programme* é caracterizado por sua abordagem única sobre uma série de sistemas regionais de convenções. Assim, progressos substanciais vêm sendo obtidos

---

<sup>30</sup> Antiga União das Repúblicas Socialistas Soviéticas.

graças a protocolos adicionais que transformaram um extenso tratado em um efetivo conjunto de obrigações.

## **Principais Princípios**

A terceira categoria de leis internacionais pode ser denominada de princípios. Fica subentendido que nem sempre é fácil definir precisamente e classificar estes instrumentos devido ao seu frescor, diversidade de fontes, variedade nos tipos de operação, diferentes características, etc. Apesar disso, de um modo geral pode-se agrupá-las nas categorias apresentadas a seguir.

### **Declarações Ambientais Internacionais/Planos de Ação**

A declaração ambiental e os planos de ação começaram em 1.972 com a *Stockholm Declaration*. Seus 21 princípios determinavam que os Estados têm o soberano direito de explorar os seus próprios recursos naturais e a responsabilidade de assegurar que as atividades dentro de suas jurisdições ou controladas não causariam prejuízos ao meio ambiente. Os exemplos mais recentes das declarações ambientais internacionais e planos de ação incluem os três protocolos produzidos na 1.992 *United Nations Conference on Environment and Development* (UNCED), ou mais popularmente conhecida como *Earth Summit*. A *Rio Declaration* e Agenda 21 examinam os possíveis impactos ambientais oriundos da indústria de petróleo e gás.

### **Diretrizes e Normas de Organizações Internacionais**

É crescente a quantidade de diretrizes e princípios ambientais sendo emitidos pelas principais organizações internacionais nas últimas duas décadas. Mais recentemente, uma tendência do desenvolvimento de leis internacionais é a crescente utilização de referências cruzadas como complemento do conjunto de diretrizes e normas desenvolvidas pelas organizações competentes. Por exemplo, a referência aos "padrões internacionais geralmente aceitáveis" na *LOS Convention*, e "diretrizes e normas adotadas pelas organizações internacionais competentes" no Protocolo Barcelona.

## Diretrizes UNEP

Um exemplo recente de diretrizes internacionais na regulamentação ambiental na área de petróleo é a *UNEP's Environmental Law Guidelines and Principles on Offshore Mining and Drilling* emitida em 1.982. Os principais aspectos deste documento são apresentados a seguir:

- Os Estados devem tomar medidas preventivas contra limitar e reduzir a poluição e/ou outros efeitos adversos no meio ambiente, resultantes das operações *offshore* de exploração e exploração de hidrocarbonetos e outros minerais, através da adoção de regulamentos e cooperação internacional. As leis nacionais e regulamentos não devem ser menos efetivos que as leis e normas internacionais.
- A permissão para uma autorização deve ser precedida por uma avaliação ambiental. As autorizações devem ser recusadas se houver claras indicações que efeitos adversos significativos, causados por tais operações, não podem ser evitados.
- Os Estados têm a responsabilidade de assegurar que as atividades dentro de suas jurisdições não causam danos ao meio ambiente de outro Estado ou áreas além dos limites de suas jurisdições.
- Os Estados devem garantir que medidas de segurança, planos de contingência e medidas de implementação foram tomadas para o funcionamento das operações *offshore*; além da adoção de medidas apropriadas na determinação de responsabilidades e compensações no caso de danos ambientais oriundos de operações *offshore*.

Reconhecidamente, estas determinações são gerais e podem ser vistas apenas como uma política de recomendações. Apesar de tudo, elas ainda proporcionam, de alguma forma, uma política e direção legal para os Estados seguirem nas questões de controle ambiental e gerenciamento de operações *offshore* dentro dos limites da jurisdição nacional.

## Diretrizes da IMO<sup>31</sup>

Tentando atender os anseios da indústria petrolífera sobre as questões de descomissionamento, as organizações internacionais vêm propondo novas diretrizes. O exemplo

---

<sup>31</sup> *The International Maritime Organisation (IMO)* é o organismo internacional mais elevado no que concerne operações relativas a segurança da passagem em mar aberto. Sob sua tutela está a Convenção de Londres.

mais claro destas, são referentes à remoção de instalações *offshore* adotada pela *International Maritime Organization* em 1.989 (*IMO Guidelines*). Os seus principais pontos estão resumidos a seguir:

1. O princípio geral é que todas as instalações em desuso “devem ser removidas”;
2. Instalações em águas com profundidade inferior a 75 metros, ou 100 metros depois 1 de janeiro de 1.998, e pesando menos que 10.000 toneladas devem ser removidas, a menos que:
  - não seja tecnicamente possível;
  - envolvam custos elevados; ou
  - apresentam riscos inaceitáveis aos trabalhadores ou ao ambiente marinho.
4. Uma coluna de água livre de 55 metros de altura deve ser deixada no caso de remoção parcial;
5. Todas as instalações locadas após 1 de janeiro de 1.998 devem ser projetadas e construídas para que a sua total remoção seja possível.

### **Diretrizes da 1.991 OSCOM**

Um exemplo regional são as diretrizes da OSCOM adotada pela Comissão de Oslo em 1.973, na Convenção de Oslo. Com o intuito de complementar a 1.989 *IMO Guidelines*, a *OSCOM Guidelines* proporciona, na forma de um princípio, um sistema especial que permite o acordo entre as partes envolvidas em um contrato de licitação. Estabelecendo que o descomissionamento de instalações *offshore* pode ser realizado baseando-se na análise individual dos casos. As *OSCOM Guidelines* são recomendadas para as partes envolvidas na elaboração de projetos iniciais.

### **Diretrizes Ambientais das Instituições Financeiras**

As diretrizes operacionais e ambientais desenhadas por bancos multi-laterais de desenvolvimento e instituições ao redor do mundo, como as do Banco Mundial, na prática funcionam bem com as indústrias. No entanto, devem ser observadas com mais atenção em um ou dois aspectos. O primeiro seria que a maioria das atuais diretrizes foram preparadas já há alguns anos e, no geral, não são muito detalhadas ou restritivas. Além disso, algumas das

diretrizes pecam por não apresentarem uma “alternativa de não-ação”, sob a qual, se um projeto proposto apresentar elevados riscos ambientais associados, deva ser abortado.

### **Normas Técnicas Internacionais**

O conjunto dos princípios também inclui um conjunto diversificado de normas técnicas internacionais adotadas pelas agências técnicas e normativas internacionais, tal como: *International Standards Organization (ISO)*. A mais influente das normas ISO é a ISO 14.000, um conjunto de normas, diretrizes e princípios que englobam avaliações de impacto ambiental, gerenciamento ambiental, auditorias ambientais, avaliações de performance ambientais etc. Mais importante que essas normas técnicas gerais, é o conjunto de normas que está sendo preparado pelo Comitê Técnico da ISO sobre operações *offshore* de petróleo e gás. Este novo documento conterà critérios de descarte de materiais, emissão de poluentes, segurança e bem-estar dos operadores de equipamentos, sistemas de gerenciamento ambientais, planos de contingência e assim por diante, todos esses critérios provavelmente terão impacto significativo na indústria *offshore*. Como já comumente acontece em outras áreas, as companhias que obtiverem este certificado provavelmente receberão um tratamento preferencial no processo de avaliação das licitações de campos de petróleo.

### **Diretrizes Gerais e Específicas da Indústria**

Finalmente, dentro dos princípios estão as diretrizes gerais e específicas adotadas por várias indústrias e associações corporativas. Muitas destas associações começaram a desempenhar um importante papel na promoção do gerenciamento e atuação ambiental através do desenvolvimento de princípios e diretrizes para seus membros. Dois exemplos são mencionados aqui a título de ilustração:

1. *The International Chamber of Commerce (ICC)*. O ICC adotou em 1.991 um *16-Principle Business Charter for Sustainable Development*, que convoca todos os tipos de negócios ao redor do mundo, incluindo a indústria de petróleo e gás, a promover e alcançar um crescimento econômico sustentável. Sob estes princípios recentemente estabelecidos, exige-se que as corporações realizem os seus negócios de forma sustentável. Desta maneira, as companhias de petróleo precisam adaptar sua perspectiva gerencial tradicionalmente baseada na visão *business-as-usual* para

uma que estimule reflexões sobre o gerenciamento e desempenho dos recursos petrolíferos, numa perspectiva de desenvolvimento sustentável.

2. *The Oil Industry International Exploration and Production Forum (E&P Forum)*. O Fórum E&P é uma associação específica de companhias mundiais de petróleo e gás, que passou nos últimos anos ativamente envolvido em iniciativas ambientais, tais como: *workshops*, diretrizes ambientais e publicações afim de promover a imagem e o desempenho da indústria nas questões ambientais. Entre os muitos documentos relevantes há um conjunto de diretrizes sobre o gerenciamento ambiental na exploração e produção de petróleo publicado em 1.997. Esta série apresenta várias diretrizes técnicas sobre o gerenciamento ambiental tais como: o impacto das explorações de petróleo, *petroleum working environment*, procedimentos para o controle ambiental e gerenciamento ambiental dentro das companhias de petróleo, com a perspectiva de redução dos impactos das operações de exploração e produção.