

MARCELO OLIVEIRA MELLO

O DESCOMISSIONAMENTO DAS PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES MARÍTIMAS
PARA A PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS E SEUS ASPECTOS LEGAIS

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão do Meio Ambiente da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Sistemas de Gestão do Meio Ambiente.
Área de Concentração: Energia

Orientador: Dr. Gilson Brito Alves de Lima, D.Sc.

Niterói
2006

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

MARCELO OLIVEIRA MELLO

**O DESCOMISSIONAMENTO DAS PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES
MARÍTIMAS PARA A PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS E SEUS
ASPECTOS LEGAIS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão do Meio Ambiente da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Sistemas de Gestão do Meio Ambiente.
Área de Concentração: Energia

Aprovado em 30 de outubro de 2006.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Gilson B. A. Lima, D.Sc
Universidade Federal Fluminense

Prof. Julio César Wasserman, D.Sc
Universidade Federal Fluminense

Prof^a. Maria Angélica Vergara Wasserman, D.Sc
Universidade Federal Fluminense

Dedico este trabalho

Aos meus pais, Jader Guimarães de Mello e Honestalda de Oliveira Mello, pelo
carinho com o qual cuidaram da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A meus pais, Jader Guimarães de Mello e Honestalda de Oliveira Mello, com todo o meu amor carinho onde quer que estejam;

A minha companheira de todos os momentos, Kátia Mercado, pelo enorme e incansável apoio dado para que eu pudesse transformar sonhos em realidade e da minha vida profissional;

As minhas filhas Natalia, Victoria e Amanda, meu obrigado pelo amor que recebo e compreensão nos meus momentos de ausência e afastamento ao longo do curso;

Ao meu irmão, esposa e filhos por me auxiliar a resolver dificuldades e tarefas do dia-a-dia.

Ao meu orientador, Gilson Brito Alves de Lima, por todo apoio, aconselhamento e paciência;

Aos meus amigos, Sérgio da Costa Tavares, Alberto Carlos Caldeira Costa Coelho e Aloysio Augusto Paz de Lima Martins, pela força e cumplicidade de longa data e compartilhamento dos momentos bons e difíceis;

A todos os companheiros da BRASPETRO, na pessoa do amigo Carlos Cesar Borromeu de Andrade, pelas grandes experiências vividas e aprendizado;

Aos companheiros da PETROBRAS, em especial do Jurídico, representado por Nilton Antônio de Almeida Maia, pelas novas experiências, desafios e acolhida fraterna;

Aos companheiros do Thompson & Knight LLP, representados pelo amigo de longa data Andrew B. Derman, e toda a minha equipe, representada na pessoa do meu braço direito Bruno Almeida Gonçalves;

A minha secretária e braço direito Daniele Bastasini e a Juliana Albuquerque pela dedicação e apoio incansáveis no cumprimento desta jornada.

RESUMO

Este trabalho objetiva discutir as questões e os principais aspectos legais, sob a ótica da legislação brasileira e internacional, relativos às operações de descomissionamento de plataformas e instalações marítimas empregadas na produção de hidrocarbonetos, à luz da legislação internacional e brasileira.

Segundo estimativas de 2001¹, existiam cerca de 8.000 plataformas de petróleo *offshore* e 700 sondas de perfuração de poços exploratórios em mais de 500 campos em desenvolvimento situados em mais de 100 países diferentes. Nos próximos vinte anos se espera que mais de 6.500 plataformas e instalações venham a ser descomissionadas a um custo estimado de 20 a 40 bilhões de dólares.²

A inexistência de um tratado internacional e de uma norma brasileira, que regulem as operações de descomissionamento e plataformas, de maneira completa e consolidada, gera incertezas e lacunas, bem como cria o desafio de buscar integração sistemática das normas internacionais existentes com a legislação brasileira e das próprias normas internas aplicáveis ao assunto. O risco de poluição marítima é tema diretamente relacionado com descomissionamento e desde a década de 50, vem merecendo intensa discussão pela comunidade internacional. A indústria petrolífera *offshore* teria se iniciado no fim do século XIX, na costa da Califórnia. No Reino Unido, o primeiro poço *offshore* foi perfurado em 1964 e no Brasil no ano de 1967.

Identificaremos as principais questões jurídicas que envolvem a matéria e seus reflexos para o meio ambiente marinho, de forma a contribuir para aperfeiçoar a elaboração de normas específicas sobre o assunto no Brasil.

Palavras-chaves: Descomissionamento de plataformas e instalações marítimas, Legislação, Responsabilidade Civil Ambiental, Contratos de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, Direito Internacional, Legislação Ambiental, Legislação Petrolífera.

¹ Disponível em: <http://www.infield.com> e <http://www.bp.com/worldenergy/downloads/idex.htm>. Acesso em: 10/11/2006.

² COLEMAN, 1998 apud FERREIRA, Doneivan F. e SUSLICK, Saul B. *Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations: Economic and Fiscal Issues*, Editora Komed, 2005.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Delineamento do estudo	26
Figura 2	Morfologia Litorânea	30
Figura 3	Morfologia Marinha e Zonas de Jurisdição	31
Figura 4	Plataformas Fixas	32
Figura 5	Plataformas Auto-eleváveis	33
Figura 6	Plataforma de Pernas Atirantadas	33
Figura 7	Plataformas Semi-submersíveis	34
Figura 8	Navios-sonda	35
Figura 9	Plataformas tipo FPSO	35
Figura 10	Tempo de Ajuste	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Número de poços produtores de petróleo e de gás natural por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação – 1996-2005	39
Tabela 2	Produção de Óleo, LGN e Gás Natural, da PETROBRAS	39
Tabela 3	Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Campos (RJ)	40
Tabela 4	Unidades Marítimas em Operação na Bacia do Rio Grande do Norte – Ceará	41
Tabela 5	Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Sergipe – Alagoas	42
Tabela 6	Unidades Marítimas em Operação na Bacia do Espírito Santo	42
Tabela 7	Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Santos (SP)	43
Tabela 8	Abandonos prováveis nos próximos vinte anos	97

LISTA DE MAPAS

Mapa 1	Número mundial de plataformas	23
Mapa 2	Detalhe da Bacia de Campos	97
Mapa 3	Detalhe da Bacia Sergipe-Alagoas	98
Mapa 4	Detalhe da Bacia Potiguar	98

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Produção de Petróleo + Líquidos de Gás Natural (LGN) + Gás Natural	31
-----------	--	----

LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama 1	Procedimiento Best Practicable Environmental Option	94
------------	---	----

LISTA DE SÍMBOLOS

§	Parágrafo
@	Arroba
%	Porcento

LISTA DE ABREVIATURAS

nº	Número
art.	Artigo
mg/l	Miligramas por litro
km	Quilômetro
m	Metros

LISTA DE SIGLAS

AGIP	Azienda Generale Italiana Petroli
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BCH	Produtos Químicos em Massa
BPEO	Best Practicable Environmental Option
CFCs	Clorofluorcarbonetos
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CSD	Comissão para o Desenvolvimento Sustentável
DEXPRO	Departamento de Exploração e Produção
DIVEX	Divisão de Exploração
E&P	Exploração e Produção
EEZ	Zona Econômica Exclusiva
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EMS	Sistema de Gerenciamento Ambiental
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
EUA	Estados Unidos da América
FCCC	Frame Work Convention on Climate Change
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
HSEMS	Sistema de Gerenciamento Ambiental, Saúde e Segurança
IAGC	International Association of Geophysical Contracts
IMO	International Maritime Organization
ISO	International Standartization Organization
IUCN	União de Conservação do Mundo
LNG	Liquefied natural gas
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
MEPC	Comitê de Proteção ao Ambiente Marinho
NOx	Número de oxidação
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Exploradores de Petróleo
OSPAR	Oslo and Paris Conventions on the pollution of the North Sea

PA's	Plataformas Auto-eleváveis
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PSA	Production Share Agreement
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SOx	Enxofre permite de petróleo de combustível
TLP	Tension-Leg Platform
UN	Nações Unidas
UNCED	United Nations Conference on Environment and Development
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea
UNEP	United Nations Environment ProgrammeGOM
VOCs	Compostos Orgânicos Voláteis

SUMÁRIO

1 O PROBLEMA	19
1.1 INTRODUÇÃO	19
1.2 FORMULAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA	21
1.3 OBJETIVO DO TRABALHO	22
1.4 DELIMITAÇÃO	22
1.5 IMPORTÂNCIA DO ESTUDO	23
1.6 QUESTÕES DE PESQUISA	24
1.7 METODOLOGIA.....	24
1.7.1 Delineamento do Estudo	26
1.8 ORGANIZAÇÃO DE TEMAS.....	27
1.9 ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO.....	28
2 A FASE DE PRODUÇÃO DO PETRÓLEO E AS MOTIVAÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO DAS PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO	29
2.1 INTRODUÇÃO	29
2.2 A PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO NO BRASIL E O POTENCIAL DE DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES MARÍTIMAS ...	37
2.3 O TEMPO DE VIDA ÚTIL DA PLATAFORMA E O DESCOMISSIONAMENTO .	43
2.3.1 As Razões para o Descomissionamento:	43
2.3.1.1 Produção Anti-econômica:.....	44
2.3.1.2 Política Energética	45
2.3.1.3 A Importância da Questão Ambiental Nas Operações de	

Descomissionamento:	46
3 ASPECTOS LEGAIS E ECONÔMICOS DO DESCOMISSIONAMENTO	49
3.1 NORMAS INTERNACIONAIS	50
3.1.1 A Convenção de Genebra de 1958 sobre a Plataforma Continental (UNCLOS I)	50
3.1.2 A Convenção de Descarte de Londres de 1972	51
3.1.3A Convenção das Nações Unidas de 1982 sobre Direito Marítimo (UNCLOS II)	51
3.1.4 A Convenção MARPOL DE 1973/78	56
3.1.4.1 Descargas Operacionais de Petróleo	57
3.1.4.2 Descarte de Lixo	59
3.1.4.3 Poluição do ar	61
3.1.5 SOLAS 1974	63
3.1.6 SALVAGE 89	64
3.1.7 OPRC 90	64
3.2 OUTRAS NORMAS INTERNACIONAIS RELEVANTES.....	65
3.2.1 A FCCC	65
3.2.2 A Convenção da Biodiversidade	66
3.2.3 Agenda 21	67
3.2.4 Instrumentos Regionais	68
3.3 NORMAS INTERNACIONAIS DE CARÁTER NÃO VINCULANTES (DIRETRIZES – SOFT-LAW).....	71
3.3.1 Diretrizes da UNEP	71
3.3.2 Diretrizes do Banco Mundial	74

3.3.3 Diretrizes da Indústria Petrolífera	76
3.4 A LEGISLAÇÃO BRASILEIRA	77
3.4.1 Aspectos legais e jurídicos principais no Brasil	77
3.4.1.1 Introdução	77
3.4.2. Responsabilidade Civil Ambiental e suas particularidades	81
4 CRITÉRIOS PARA UMA LEGISLAÇÃO DE DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL	90
4.1 A NECESSIDADE DE CONSOLIDAR A LEGISLAÇÃO BRASILEIRA APLICÁVEL AO DESCOMISSIONAMENTO, EM PARTICULAR DE PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES MARÍTIMAS	90
4.2. METODOLOGIA PARA O DESCOMISSIONAMENTO	93
5 CONCLUSÃO	99
5.1 COMENTÁRIOS FINAIS	101
REFERÊNCIAS.....	103
ANEXOS	105

1 O PROBLEMA

1.1 INTRODUÇÃO

O escopo principal deste trabalho é abordar, à luz do direito internacional e brasileiro, as principais questões legais e regulatórias aplicáveis às chamadas operações de “descomissionamento”, “desativação” e “abandono” das plataformas e instalações marítimas, utilizadas para a produção de petróleo e de gás natural, até o término da fase produção previsto no contrato de concessão para a exploração e produção de hidrocarbonetos celebrado entre pela União Federal, representada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e empresas petrolíferas concessionárias, segundo o disposto na Constituição da República Federativa do Brasil, em particular no artigo 177 e parágrafos, e na Lei federal nº 9.478, de 6/08/97 e demais legislação brasileira aplicável.

O aproveitamento sustentável dos recursos naturais energéticos existentes no subsolo do mar territorial, na plataforma continental e na zona econômica exclusiva é tema de suma importância, que preocupa a comunidade internacional em razão dos seus reflexos, diretos e indiretos, para a economia, o meio ambiente e os ecossistemas, a comunidade que vive nas regiões onde se encontram os campos petrolíferos em produção, mas, principalmente, para a preservação e continuidade da vida humana e dos demais seres vivos do planeta.

Muito embora, as operações de descomissionamento a serem realizados no Brasil sejam em número limitado quando comparadas com outros países, principalmente EUA, Noruega e Reino Unido, onde a atividade petrolífera marítima já vem de longa data, o assunto merece ser objeto de estudo aprofundado, mormente em razão de que produção nacional concentra-se, preponderantemente, em nossa plataforma continental, as normas brasileiras que regulam o tema ainda não foram consolidadas e plenamente desenvolvidas e as previsões já apontam a necessidade de se executar os primeiros programas de descomissionamento em curto e médio prazos.

A análise jurídica de qualquer aspecto relativo ao descomissionamento na fase de produção petrolífera se vincula com o tema do desenvolvimento sustentável

dos recursos naturais pelos diferentes países, que, por sua vez, prende-se às questões do direito ambiental internacional, da ordem pública e da soberania nacional. Este polêmico conceito tem repercussão incontestável no Direito Constitucional dos diferentes países, e também no Direito Internacional³. Todos os regimes de propriedade mineral estão baseados na teoria da soberania do Estado. Durante os anos 60 e 70, os países em desenvolvimento trouxeram à Assembléia Geral da ONU a discussão relativa à soberania dos Estados sobre seus recursos naturais⁴, culminando com o surgimento da Resolução 1.803, de 1962, emitida por aquela entidade, que estabelece ser a violação ao direito dos povos e das nações sobre seus recursos naturais ato em desacordo aos princípios da Carta das Nações Unidas, que impede o desenvolvimento da cooperação internacional e a manutenção da paz. Como ressalta Marilda Rosado de Sá Ribeiro, citando a Celso Mello, “o que mais nos interessa no princípio da soberania é especificamente a soberania permanente sobre os recursos naturais, por ser ela que lida diretamente com o Direito Internacional do Desenvolvimento”⁵.

Por sua vez, a exploração de recursos naturais, como é a atividade de exploração e produção marítima de hidrocarbonetos, conectar-se diretamente com a proteção e preservação do meio ambiente. Nos últimos 20 anos, as discussões sobre a poluição ambiental decorrente da atividade petrolífera ganham status prioritário e nesse particular, a Convenção das Nações Unidas sobre Lei do Mar (UNCLOS I), de 1958, fixou normas gerais relativas à exploração dos recursos naturais marinhos, inclusive petróleo e gás natural. O conceito de remoção integral das instalações marítimas encontra-se reiterado na segunda Convenção sobre o tema, emitida pela ONU em 1982, a UNCLOS II, obrigação que desperta discordância entre os países, já que em algumas situações a remoção de parte das instalações se revela solução mais atrativa economicamente e tecnicamente, podendo ser utilizada para a criação dos chamados pesqueiros artificiais, uma vez que se criam arrecifes artificiais, a partir das partes de plataformas deixadas no local ou mesmo se utilizada para construção de instalações portuárias, exemplos que eram defendidos pelo Reino Unido e Noruega, respectivamente, utilizados por estados norte-americanos, como o Texas e a Louisiana.

³ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*, Renovar, 2003.

⁴ TAVERNE, Bernard. apud *Ibid.*, p. 41.

⁵ MELLO, Celso. apud *Ibid.*, p. 40.

A experiência internacional sobre o tema descomissionamento em operações *offshore* se concentra nas legislações da Noruega, Reino Unido e dos EUA. Muito embora encontremos referências em dispositivos e jurídicos técnicos na legislação petrolífera brasileira e no contrato de concessão, inclusive já havendo portarias da ANP, a matéria ainda permanece em estágio embrionário e requer a realização de estudo consistente no campo técnico, econômico e jurídico, com base no direito comparado e experiência internacional, a fim de possibilitar a identificação, á luz da realidade brasileira, das relevantes questões vinculadas à gestão ambiental e aos aspectos legais referentes ao descomissionamento.

Esta dissertação não tem a ambição de esgotar o assunto, quer por sua complexidade, quer pelas próprias limitações de seu autor, mas almeja dar uma modesta contribuição ao tema da regulação, no Brasil, das operações de descomissionamento de plataformas, instalações marítimas para a produção de petróleo e gás, com o objetivo de auxiliar no seu aperfeiçoamento, em razão da relevância estratégica que a produção de hidrocarbonetos no mar possui para os, países em desenvolvimento, notadamente o Brasil e países sul-americanos e da costa atlântica da África, bem como, para a comunidade internacional.

1.2 FORMULAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA

As legislações brasileira e internacional que regulam o aproveitamento dos recursos naturais marinhos, as operações de descomissionamento de plataformas marítimas no término da fase de produção, a poluição ambiental marinha necessitam de sistematização e aperfeiçoamento, de forma a estabelecer um regime jurídico adequado para as operações de descomissionamento, eliminando lacunas harmonizando e aperfeiçoando o papel e atribuições das diversas autoridades e investidores, com o objetivo final de garantir a observância dos direitos individuais e coletivos de todas as partes envolvidas, preservando o meio ambiente, resguardando os interesses dos agentes econômicos da sociedade e enfim a própria sustentabilidade da vida no planeta.

1.3 OBJETIVO DO TRABALHO

A proposta deste trabalho é analisar, à luz da legislação internacional e brasileira, as normas aplicáveis, no Brasil, ao descomissionamento de plataformas e instalações marítimas no término da fase de produção e a questão da responsabilidade ambiental nestas operações, objetivando apresentar recomendações para o seu aperfeiçoamento.

1.4 DELIMITAÇÃO

O campo de pesquisa que está limitado este trabalho encontra-se na avaliação das operações de descomissionamento de plataformas e instalações marítimas à luz das principais normas internacionais e da legislação petrolífera e ambiental geral em vigor no Brasil.

Com a exigüidade de tempo para, analisar de forma multidisciplinar as questões técnicas envolvidas no processo de descomissionamento, em conjunto com os aspectos jurídicos, inclusive em razão da escassez de obras na área do direito, deixamos de apreciar, neste momento, todas as vertentes envolvidas nesta questão complexa e de grande relevância para a sociedade.

Muito embora as questões técnicas referentes ao descomissionamento não tenham sido reproduzidas de forma completa, no presente trabalho, procuramos apresentar os seus principais aspectos que geram os reflexos no campo jurídico. O tema requer e comporta diferentes análises sobre questões técnicas de engenharia, econômico-financeiras, de biologia, as quais não nos foi possível aprofundar adequadamente no período estabelecido para elaboração do presente trabalho, seja por sua extensão, complexidade e até mesmo escassez de material.

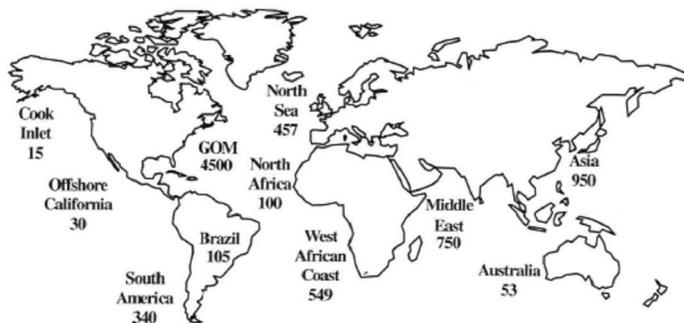
1.5 IMPORTÂNCIA DO ESTUDO

Considerando que o mundo ainda depende dos combustíveis fósseis para atender a mais de 60% de suas necessidades energéticas e que a produção marítima de hidrocarbonetos tornou-se essencial para suprir as demandas brasileiras da sociedade mundial, substituindo parcialmente o carvão mineral;

Considerando que se espera realizar operações de descomissionamento de mais de 6.500 plataformas e instalações *offshore* até 2025, a um custo estimado de US\$ 20 a 40 bilhões, segundo COLEMAN.⁶

Segundo estimativas (Mapa 1), há mais de 7.270 plataformas marítimas em todo mundo, sendo 340 na América do Sul, cerca de 105 no Brasil e 549 na Costa Atlântica da África

Mapa 1 – Número mundial de plataformas⁷



Das 105 plataformas situadas no Brasil, estima-se que mais de 50% devam ser descomissionadas num prazo máximo de até 20 anos.

Considerando que os impactos dos custos de descomissionamento dos empreendimentos petrolíferos *offshore* podem ter efeitos significativos sobre a economia dos países, o meio ambiente marinho e os ecossistemas a ele relacionados a qualidade de vida, as atividades econômicas das populações costeiras, viabilidade econômica dos próprios projetos de exploração e produção *offshore*, faz-se necessário harmonizar e aperfeiçoar a legislação e de se criar novas normas sobre o tema no Brasil, trazendo como experiência a análise das

⁶ COLEMAN, 1998 apud FERREIRA e SUSLICK, op. cit., p.23.

⁷ FERREIRA e SUSLICK, *Ibid.*, p.22.

normas internacionais e nacionais aplicáveis.

1.6 QUESTÕES DE PESQUISA

A pesquisa tem como objetivo analisar as seguintes questões:

- como o regime legal e contratual brasileiro aplicável à indústria do petróleo regula o descomissionamento das plataformas e instalações marítimas na fase de produção de petróleo e gás natural?

- qual é a responsabilidade civil ambiental do concessionário pelos danos ambientais oriundos do descomissionamento das plataformas e instalações marítimas?

- quais aspectos necessitam de ser harmonizados e desenvolvidos na legislação brasileira atual?

1.7 METODOLOGIA

A metodologia a ser utilizada no presente estudo é de pesquisa bibliográfica e investigação de experiências quanto à aplicação das normas legais internacionais e brasileiras ao procedimento de descomissionamento de plataformas e instalações marítimas para a produção de petróleo e gás natural, discutindo alguns instrumentos normativos que regem direta ou indiretamente a matéria, propondo itens e tópicos que deverão ser considerados visando a elaboração de novas normas e o desenvolvimento das já existentes.

O presente estudo foi desenvolvido baseado no estágio atual do conhecimento sobre a regulação aplicável ao descomissionamento, a nível internacional e brasileiro.

Em virtude da natureza das questões formuladas e do objetivo desta pesquisa a mesma pode ser classificada como: aplicada, qualitativa, exploratória e bibliográfica.

Considerando a sua natureza, trata-se de uma pesquisa aplicada, pois

objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática, dirigidos a respostas a questões específicas envolvendo a aplicação da regulação em vigor ao referido procedimento de descomissionamento.

Do ponto de vista da abordagem da obtenção das respostas às questões formuladas, é uma pesquisa qualitativa, pois consiste da análise, comparação e interpretação de normas internacionais e brasileiras, bem como dos dados e informações disponíveis na literatura especializada, não requerendo, para tanto, o uso de métodos e técnicas estatísticas.

Quanto aos seus objetivos, é uma pesquisa exploratória, na medida em que não visa verificar teorias e sim obter maior familiaridade com as mesmas, com a finalidade de se responder as questões formuladas, com vistas a torná-las explícitas e delinear os principais aspectos regulatórios, de maneira a desenvolver e aperfeiçoar o quadro normativo existente.

Como é elaborada basicamente a partir de material já publicado, constituído principalmente por leis, normas, guias, artigos e livros, trata-se de uma pesquisa bibliográfica. O método empregado nesta pesquisa objetiva obter as respostas às questões formuladas, a partir da análise de dados e informações disponíveis nas leis, normas, guias e na literatura, cotejando-os com as práticas aplicadas pela indústria petrolífera para o descomissionamento de plataformas e instalações offshore. Por se tratar de um estudo qualitativo típico, a identificação sistemática dos dados e informações foi precedida da imersão do autor no contexto a ser estudado. A revisão da literatura e a reflexão prévia permitiram focalizar objetivamente as questões a serem investigadas e formular as suas respostas.

A análise e a interpretação dos dados e informações foram feitas de forma interativa com a obtenção dos mesmos durante todo o processo de pesquisa. As fontes principais dos dados e informações foram normas, artigos, revistas especializadas, livros e publicações referentes às operações de exploração e produção de petróleo, particularmente os procedimentos de descomissionamento de plataformas marítimas e sua regulação, de instituições e autores, nacionais e estrangeiros com notório saber e larga vivência profissional na área em questão. No curso dos trabalhos, vários aspectos relevantes foram identificados nas fontes de informação inicialmente selecionadas, surgindo novas questões que demandaram a inclusão de outras fontes na pesquisa. A interrupção da inclusão de novas fontes se deu quando as já obtidas foram consideradas suficientes para abordar as questões

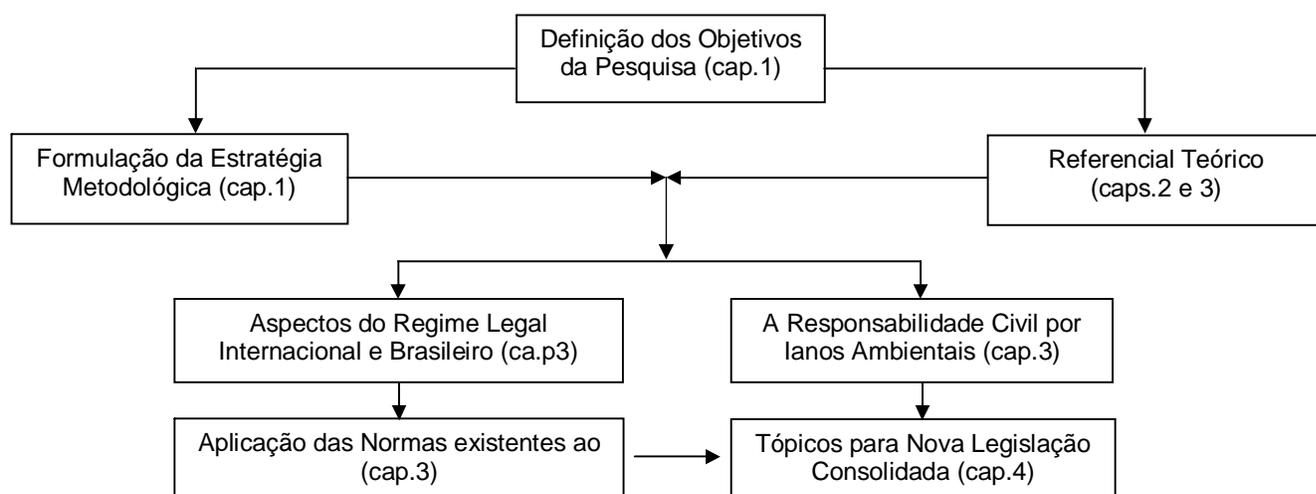
formuladas. num processo que culminou com a análise final, para formular as respostas e conclusões sobre as questões levantadas, bem como as propostas de continuação.

O acesso ao campo e a imersão no contexto do problema fazem parte da atividade profissional do autor, que é advogado, com atuação na área petrolífera no Brasil e no exterior há mais de 20 anos e possui a quase totalidade de suas experiências profissionais nas atividades relacionadas à área pesquisada em questão. O autor atua na área jurídica-petrolífera, tanto na atividade profissional como na docência em cursos de pós-graduação, proferindo palestras em seminários, cursos de extensão e realizando treinamentos internos na empresa onde trabalhou e clientes para os quais presta serviços, no Brasil e no exterior. A obtenção das informações relativas a descomissionamento e sua regulação não exigiu, dessa forma, ação específica previamente planejada; elas foram oriundas da atuação profissional e acadêmica, observação de fatos, comportamentos e cenários do segmento de exploração e produção petrolífero.

1.7.1 Delineamento do Estudo

De acordo com os aspectos metodológicos abordados, o delineamento do estudo está definido com as etapas do fluxo de pesquisa abaixo (Figura 1).

Figura 1 – Delineamento do estudo



Assim, o estudo se desenvolveu conforme mostrado na figura acima, tendo início com a definição dos objetivos da pesquisa. Com essa definição, foi estabelecida a estratégia metodológica, paralelamente à revisão de literatura e elaboração do referencial teórico. A partir dessa base, foram estudados, então, três temas-chave para a pesquisa: 1) como o regime legal e contratual brasileiro aplicável à indústria do petróleo regula o descomissionamento das plataformas e instalações marítimas na fase de produção de petróleo e gás natural? Buscou-se avaliar as principais normas legais nacionais e internacionais, bem como os aspectos técnicos e econômicos aplicáveis; 2) qual é a responsabilidade civil ambiental do concessionário pelos danos ambientais oriundos do descomissionamento das plataformas e instalações marítimas? (verificação dos principais aspectos legais que envolvem a responsabilização por danos ambientais, segundo as normas legais e contratuais brasileiras); e 3) quais aspectos necessitam de ser harmonizados e desenvolvidos na legislação brasileira atual? Buscou-se apresentar sugestões para desenvolver e aprimorar o quadro normativo existente aplicável ao descomissionamento, com apresentação de casos específicos de aplicação das referidas normas. Finalizando o estudo, são feitas análises conclusivas e propostas de novos trabalhos a partir dele e de suas conclusões, apresentando uma lista de tópicos para discussão de uma nova norma que consolide a regulamentação do tema e a criação de um comitê de descomissionamento, composto pelos órgãos públicos brasileiros competentes, para regular e fiscalizar as operações de descomissionamento.

1.8 ORGANIZAÇÃO DE TEMAS

Ao longo deste trabalho, far-se-á referência constante ao termo descomissionamento de plataforma e instalações marítimas. Descomissionamento significa que a plataforma não mais opera em regime de produção econômica e que suas atividades foram encerradas, ou seja, o descomissionamento só ocorre após o encerramento da produção, normalmente por esta produção ter se tornado antieconômica. Por conseguinte, a simples menção do termo descomissionamento significa a desativação, abandono, desmonte, desmanche, demolição da plataforma

e das instalações de produção após o encerramento da fase de produção estabelecida no contrato celebrado para a exploração e produção de hidrocarbonetos, seja ele um contrato do tipo concessão, como no Brasil, partilha de produção, como em vários outros países africanos e do Oriente Médio ou licenças de exploração e produção, como nos EUA, Reino Unido, Noruega e Argentina, dentre outros. Além disso, descomissionamento é aplicado a todas as operações de desmonte e desativação da plataforma, inclusive da infra-estrutura de transporte do petróleo e gás natural. Na escassa literatura existente sobre descomissionamento, freqüentemente, surgem outros termos que são associados. Os mais comuns são: abandono (*abandonment*), que é um jargão técnico, mas também utilizado em contratos e legislações, e *relinquishment* é um termo muito utilizado como sinônimo de descomissionamento, mas que se refere mais ao direito e opção contratual que existe a favor dos concessionários de devolver porções da área geográfica que compõem o objeto da concessão, incluindo os poços e eventuais instalações, se houver. Na realidade, *relinquishment* é a declaração de desistência de executar parcialmente o contrato e que costuma implicar na devolução, para as autoridades concedentes, de partes ou porções da área que foi objeto do contrato de exploração e produção de hidrocarbonetos. Se o concessionário declara o *relinquishment* na fase de produção, será dado início ao procedimento de descomissionamento.

1.9 ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO

O trabalho desenvolve-se em cinco capítulos, onde este primeiro capítulo apresenta os aspectos introdutórios gerais sobre os assuntos abordados, citando os pontos de relevância, os objetivos pretendidos, a importância do estudo realizado, as questões pesquisadas, sua metodologia e definição dos principais termos.

No segundo capítulo pretendemos abordar as razões pelas quais e como se realizam o descomissionamento das plataformas e instalações marítimas ao término da fase de produção petrolífera, analisando questões técnicas e ambientais que se relacionam com a referida operação.

Já no terceiro capítulo abordaremos as principais normas jurídicas e diretrizes internacionais e brasileiros que se aplicam ao assunto.

2 A FASE DE PRODUÇÃO DO PETRÓLEO E AS MOTIVAÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO DAS PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo pretende-se:

- 1) fornecer um quadro geral sobre a fase produção de petróleo e a questão do descomissionamento no mundo e no Brasil;
- 2) discutir as principais motivações que levam ao descomissionamento das plataformas e instalações marítimas, e;
- 3) a importância da questão ambiental na fase de produção, bem como, tendo uma visão geral das questões ambientais envolvidas neste tipo de operação.

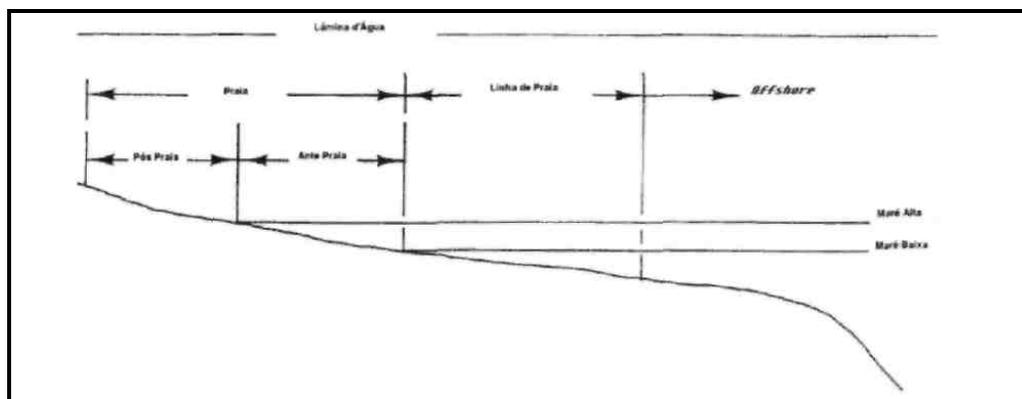
Embora a prospecção em bacia sedimentar continental seja, aparentemente, mais simples, em relação a prospecção em bacia marinha, devido ao deslocamento das equipes de geólogos e geofísicos ocorrer por terra, todavia, existem fatores que podem dificultar esse trabalho como a ausência de vias de acesso,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

Contudo, a exploração marinha, apresenta um diferencial em relação à continental, qual seja: antes de se atingir o sedimento que vai ser perfurado, há a profundidade a ser vencida (lâmina d'água), que pode variar segundo a localização da bacia, que pode ser de algumas dezenas (águas rasas), centenas (águas profundas, entre 400 e 1000m) ou até alguns milhares de metros (águas

ultraprofundas, acima de 1000m). Quando a exploração se dá próxima à linha de costa, diz-se que é exploração onshore, já quando ocorre em mar aberto, a exploração é chamada de *offshore*.

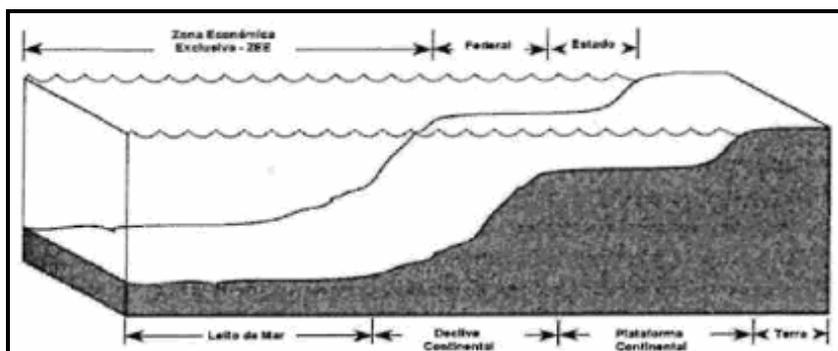
Existe uma certa confusão na aplicação do termo *offshore*. Embora seja um termo consagrado pela geologia de petróleo, ele somente se aplica à morfologia litorânea como indicado na Figura 3, no entanto muitas vezes é usado em substituição ao termo plataforma continental, este sim referente à morfologia submarina (Figura 2). Como às vezes, a zona *offshore* pode se sobrepor à plataforma continental, o primeiro termo ganha mais aplicação e expressão do que o segundo, servindo também de sinônimo para exploração em ambiente marinho, independente da distância da costa.

Figura 2 - Morfologia Litorânea⁸

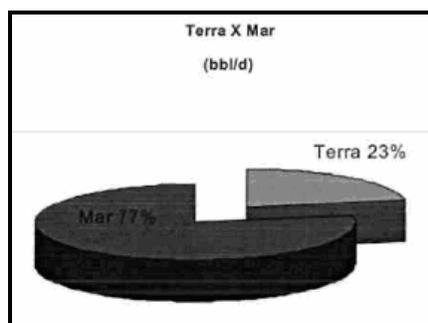


A Figura 3 abaixo, mostra a posição da plataforma continental, em relação à divisão territorial de águas internacionalmente aceita. As divisões são referentes a: zona econômica exclusiva (Zee), limite de jurisdição federal (federal), limite de jurisdição estadual (estado), leito do mar, declive continental, plataforma continental e continente (terra).

⁸ SEBA, 1998 apud LUCZYNSKI. Estanislau. Os condicionantes para o abandono de plataformas offshore após o encerramento da produção. 2002. 219 f. Dissertação (Pós-graduação) – Universidade de São Paulo, São Paulo. 2002. p.21.

Figura 3 - Morfologia Marinha e Zonas de Jurisdição⁹

A exploração de petróleo *offshore* é responsável pela maior parte do atual suprimento nacional de hidrocarbonetos e seus derivados (Gráfico 1). Contudo, para que ocorra a exploração e extração desse recurso mineral em ambiente marinho, necessita-se, como foi dito anteriormente, do emprego de plataformas de exploração petrolífera. No entanto, quando as operações de exploração e produção são encerradas pode restar apenas a instalação industrial que não é mais utilizada.

Gráfico 1 - Produção de Petróleo + Líquidos de Gás Natural (LGN) + Gás Natural¹⁰

A atividade de produção de petróleo e gás natural em bacias marinhas é desenvolvida pelos concessionários por meio da utilização de plataformas ou embarcações adaptadas ou construídas em aço, podendo haver partes de concreto ou não, sobre as quais ficam assentados os equipamentos de produção dos poços. Tais unidades estão fixadas no leito marinho através de sistemas de fixação, que podem utilizar colunas de fixação ou sistemas de ancoragem. As plataformas podem, ainda, ser auxiliadas por um sistema propulsor que se assemelha aos

⁹ Central Coast Regional Studies Program apud Ibid. p. 22.

¹⁰ Petrobras 2002 apud LUCZYNSKI. Ibid., p. 22.

existentes em navios e embarcações.

As referidas estruturas podem, ainda, ser fixadas ao solo marinho (como as utilizadas em águas rasas) ou flutuantes (semi-submersíveis), podendo estas últimas serem transferidas para outros lugares, a depender da profundidade (lâmina d'água). As plataformas possuem, ainda, equipamentos e instalações complementares que necessárias para a atividade de produção no mar, dentre os quais cabe ressaltar alojamentos, local de pouso para helicópteros de passageiros e carga, dormitórios, estações de monitoramento técnico, vários módulos, como de compressão, energia, etc.

Segundo informações da PETROBRAS, os seguintes tipos de plataformas (Figuras 3) a são usados por esta companhia em suas operações marítimas.

Plataformas Fixas - Foram as primeiras unidades utilizadas. Têm sido as preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300m (Figura 4 a 9)¹¹. Geralmente as plataformas fixas são constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. As plataformas fixas são projetadas para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços.

Figura 4 – Plataformas Fixas



Plataformas Auto-eleváveis (PAs) – São constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estrutura de apoio, ou pernas, que, acionadas mecânica ou hidráulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar (Figura

¹¹ Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/petrobras/portugues/plataforma/pla_tipo_plataforma.htm. Acesso em: 29/11/2006.

.4). Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Destinam-se à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâmina d'água que variam de 5 a 130m.

Figura 5 - Plataformas Auto-eleváveis



Plataforma de Pernas Atirantadas (Tension-Leg Platform - TLP) - São unidades flutuantes utilizadas para a produção de petróleo. Sua estrutura é bastante semelhante à da plataforma semi-submersível (Figura 5). Porém, sua ancoragem ao fundo mar é diferente: as TLPs são ancoradas por estruturas tubulares, com os tendões fixos ao fundo do mar por estacas e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, o que reduz severamente os movimentos da mesma. Desta forma, as operações de perfuração e de completação são iguais às das plataformas fixas.

Figura 6 - Plataforma de Pernas Atirantadas



Plataformas Semi-submersíveis - As plataformas semi-submersíveis são compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos (Figura 7). Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Por isso, torna-se necessário que ela fique posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície, operação esta a ser realizada em lamina d'água. Dois tipos de sistema são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico.

Figura 7 - Plataformas Semi-submersíveis



O sistema de ancoragem é constituído de 8 a 12 âncoras e cabos e/ou correntes, atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante quando é modificada pela ação das ondas, ventos e correntes.

No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores acústicos determinam a deriva, e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma.

As plataformas semi-submersíveis podem ou não ter propulsão própria. De qualquer forma, apresentam grande mobilidade, sendo as preferidas para a perfuração de poços exploratórios.

Navios-sonda - Navio-sonda (Figura 8), é um navio projetado para a perfuração de poços submarinos. Sua torre de perfuração localiza-se no centro do navio, onde uma abertura no casco permite a passagem da coluna de perfuração. O sistema de posicionamento do navio-sonda, composto por sensores acústicos, propulsores e computadores, anula os efeitos do vento, ondas e correntes que

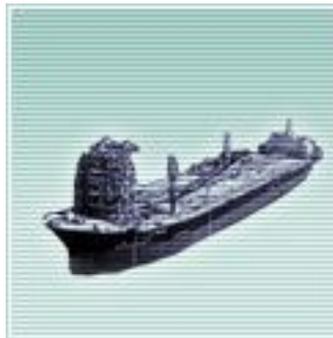
tendem a deslocar o navio de sua posição.

Figura 8 - Navios-sonda



Plataformas tipo FPSO - Os FPSOs (Floating, Production, Storage and Offloading) são navios com capacidade para processar e armazenar o petróleo, e prover a transferência do petróleo e/ou gás natural (Figura 9). No convés do navio, é instalada um planta de processo para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços. Depois de separado da água e do gás, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio, sendo transferido para um navio aliviador de tempos em tempos.

Figura 9 - Plataformas tipo FPSO

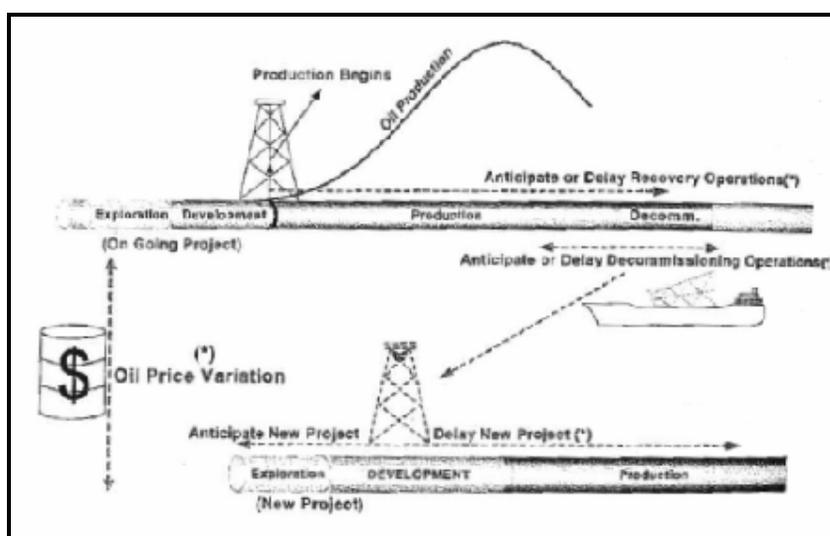


O navio aliviador é um petroleiro que atraca na popa da FPSO para receber petróleo que foi armazenado em seus tanques e transportá-lo para terra. O gás comprimido é enviado para terra através de gasodutos e/ou re-injetado no reservatório. Os maiores FPSOs têm sua capacidade de processo em torno de 200 mil barris de petróleo por dia, com produção associada de gás de aproximadamente 2 milhões de metros cúbicos por dia.

A vida produtiva de um poço de petróleo não é infinita e pode a produção, seja por razões técnicas, econômicas, legais e contratuais, etc se tornar inviável

economicamente para o concessionário, que nesta fase já empregou técnicas adicionais que visam estimular e otimizar a produção. Quando essa situação ocorre, o concessionário tem a opção, de acordo com os termos do contrato e da legislação aplicável, de encerrar a produção, solicitando o término do contrato de concessão, acarretando a devolução total da área onde os poços economicamente inviáveis se encontram ou, nas existências de outros poços ainda com produção economicamente viável, o concessionário promove apenas a devolução parcial da área, mantendo-se o contrato em vigor para a porção restante. Pode ainda, ocorrer o término do prazo da concessão, quando, então, há a chamada reversão dos bens à ANP, inclusive dos poços produtores e instalações conexas. Neste caso, as operações de descomissionamento terão lugar para os poços anti-ecônomicos (Figura 10).

Figura 10 - Tempo de Ajuste¹²



Em função dos potenciais impactos no meio ambiente, o descomissionamento é uma operação que requer cuidados especiais e deve ser tratada pelo direito como a necessária cautela e rigor técnico.

Estima-se que há mais de 6.500 instalações deste tipo no mundo inteiro, localizadas na plataforma continental de cerca de 53 países. Do total, cerca de 4.000 são no Golfo do México dos Estados Unidos, 950 na Ásia, 700 no Oriente Médio e 400 na Europa. As áreas litorâneas, onde tais instalações estão localizadas, são

¹² FERREIRA e SUSLICK, op. cit., p. 66.

constituídas por importantes e sensíveis ecossistemas marinhos, além de abrigarem atividades pesqueiras significativas. Não é de se surpreender que preocupações com poluição operacional são especialmente distintas a respeito de atividades de E&P existentes ou propostas no litoral e áreas marítimas ambientalmente sensíveis ou protegidas.

2.2 A PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO NO BRASIL E O POTENCIAL DE DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES MARÍTIMAS

Como lembra Marilda Rosado:

do exame dos direitos dos Estados costeiros, relevantes para a área petrolífera, devem ser destacados os seguintes (...): exploração (desenvolvimento e produção das descobertas de óleo e gás em condições comerciais), construção de instalações, perfuração, construção de túneis e lançamento de cabos e dutos submarinos.¹³

Em relação à plataforma continental, ambas as convenções da ONU prevêm direitos soberanos pelo Estado costeiro “com o propósito de explorá-la e explorar os minerais e recursos inanimados do leito do mar e subsolo”¹⁴, cujo princípio da soberania estatal foi agasalhado pelo Decreto-lei nº 1.098/70, e art. 77 (4) da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, de 1982, assinada pelo Brasil, aprovada pelo Decreto Legislativo 5, de 9/11/1987 e promulgada pelo Decreto nº 99.165, de 12/03/1996, com sua entrada em vigor na ordem jurídica brasileira em 22/06/1995, por meio do Decreto 1.530.

No Brasil, a PETROBRAS começa a organizar a sua atuação no segmento *offshore* em 1967, após uma primeira fase caracterizada por tímidos trabalhos exploratórios realizados entre 1957 e 1966. Neste sentido, vale a pena conhecer o testemunho detalhado do notável Carlos Walter¹⁵, técnico que liderou o projeto de exploração no mar, após ter sido convidado, em 1967 para exercer as funções de Assistente do Superintendente Geral do DEXPRO e, posteriormente, Chefe de Divisão de Exploração (DIVEX) até 1977, quando se tornou Superintendente Geral do

¹³ RIBEIRO, op. cit. P. 180.

¹⁴ Art 2º (4) da Convenção de Genebra sobre o Mar Territorial e Zona Contígua, de 1958.

¹⁵ Campos, Carlos Walter Marinho, 2001, *passim*.

DEXPRO, coroando sua carreira como membro da Diretoria Executiva da PETROBRAS até 1985.

Após o primeiro poço perfurado na plataforma continental brasileira, o 1-ESS-1, que penetrou na camada de sal bem antes do previsto, estudos continuaram a ser conduzidos, os quais acabaram resultando na perfuração do poço 1-SES-1, que se revelou descobridor do Campo de Guaricema, com volume recuperável da ordem de 60 milhões de barris de petróleo. Como o preço do barril à época talvez fosse inferior a US\$ 3,00 o barril, gerou-se dúvidas quanto à viabilidade econômica do seu desenvolvimento, entretanto, por decisão estratégica como relata Carlos Walter, o General Ernesto Geisel, então Presidente da PETROBRAS, determinou o desenvolvimento de Guarimena, tendo em vista a grande oportunidade que aquela descoberta representava para desenvolver e treinar os técnicos da empresa no segmento da exploração e produção na plataforma continental.

Posteriormente, em 1973, novas descobertas são realizadas na Bacia Potiguar e finalmente em 1974, foi perfurado o poço exploratório 1-RJS-7, na Bacia de Campos, que revelou uma zona saturada de petróleo, mas não se revelou produtor, após a realização de vários testes adicionais. Perfurou-se, então, o poço 1-RJS-9A, que foi o efetivo descobridor do campo de Garoupa, já que o poço 1-RJS-9 teve problemas de ordem técnica.

Atualmente, segundo dados da ANP, a produção petrolífera nacional no período de 1996-2005 concentrou-se amplamente no mar e foi oriunda de mais de 700 poços, o que por si só demonstra a relevância do tema “descomissionamento”, do ponto de vista da proteção ao meio ambiente.

Tabela 1 – Número de poços produtores de petróleo e de gás natural por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação – 1996-2005¹⁶

¹⁶ Disponível em: www.anp.gov.br. ANP/SDP, conforme a Lei nº 9.478/97, a partir de 1999; PETROBRAS/SERPLAN, para os anos anteriores.

Unidade de Federação	Localização	Número de poços produtores de petróleo e de gás natural										05/04 %
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Total		7.176	7.217	7.464	8.113	8.381	8.719	8.933	9.209	7.000	8.082	2,59
Subtotal	Terra	6.436	6.443	6.636	7.385	7.584	7.908	8.148	8.439	7.095	7.277	2,57
	Mar	742	774	828	728	797	802	785	770	705	725	2,84
Amazonas	Terra	35	42	64	66	69	67	68	70	56	57	1,79
Ceará	Terra	315	335	341	364	365	409	409	459	402	382	-4,98
	Mar	49	53	58	59	62	65	68	64	45	47	4,44
Rio Grande do Norte	Terra	2.930	3.131	2.916	3.570	3.712	3.844	3.862	3.940	2.972	3.161	6,36
	Mar	81	77	85	87	106	105	109	109	79	97	22,78
Alagoas	Terra	126	122	156	163	168	170	186	174	181	196	8,29
	Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,00
Sergipe	Terra	1.232	1.158	1.123	1.309	1.298	1.342	1.376	1.424	1.261	1.305	3,49
	Mar	60	49	58	62	85	91	72	70	72	60	-16,67
Bahia	Terra	1.529	1.378	1.573	1.590	1.621	1.737	1.853	1.947	1.842	1.823	-1,03
	Mar	146	170	143	21	21	27	27	27	21	5	-76,19
Espírito Santo	Terra	269	277	313	323	351	339	393	425	381	353	-7,35
	Mar	4	5	5	3	3	3	4	4	4	4	0,00
Rio de Janeiro	Mar	393	413	470	487	511	502	498	486	475	503	5,89
São Paulo	Mar	6	4	6	6	6	6	6	6	5	5	0,00
Paraná	Mar	2	2	2	2	2	2	-	3	3	3	0,00

No que tange exclusivamente a produção de petróleo sob responsabilidade da PETROBRAS, a produção total de óleo e LNG média foi de 1 milhão Mbpd dos quais 1530,1 milhões foi no mar, quanto ao gás natural o total produzido no mar foi de 26.634,8 Mm³/dia para um total médio de produção, no Brasil, de 43.969,5 Mm³/dia

Tabela 2 – Produção de Óleo, LGN e Gás Natural, da PETROBRAS¹⁷

Produção de Óleo, LGN e Gás Natural																		
Relações com o Investidor																		
Produção de óleo e LNG (em Mbpd)	2005												2005	2004	Média dos anos 2000-2004	2001	2002	
	média - 2005	Dezembro	Novembro	Outubro	Setembro	Agosto	Julho	Junho	Mai	Abril	Março	Fevereiro						Janeiro
Brasil																		
Mar																		
Rio de Janeiro	1.466,6	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3	1.496,3
Outros	73,4	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9
Total Brasil	1.540,0	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2	1.583,2
Terra	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6
Total Brasil	1.217,4	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6	1.260,6
Internacional (**)	144,9	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7
Produção total de óleo e LNG (em Mbpd)	1.691,4	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9	1.720,9
Produção de gás natural SEM LICQ/DEPTO (em m³/d)																		
Brasil																		
Mar																		
Rio de Janeiro	10.019,6	11.542,3	10.439,3	19.949,7	19.663,3	18.917,9	20.724,4	22.275,7	20.743,9	10.912,9	20.219,7	19.837,9	17.989,4	17.454,7	18.285,4	15.929,9	15.278,9	15.278,9
Outros	4.979,4	7.466,4	7.729,0	9.429,1	9.319,2	9.429,2	10.462,7	11.647,7	11.791,5	10.522,2	12.227,9	13.521,1	14.962,2	14.962,2	15.929,9	15.929,9	14.962,2	14.962,2
Total Brasil	15.000,0	19.008,7	18.168,3	29.378,8	28.382,5	28.347,1	31.187,1	32.423,4	32.535,4	21.435,1	32.447,6	33.361,0	32.951,6	32.416,9	34.215,3	31.859,8	30.248,8	30.248,8
Terra	17.223,2	16.285,3	15.796,6	15.116,3	17.462,2	17.721,7	17.024,4	18.222,0	17.684,6	17.223,2	16.285,3	15.796,6	15.116,3	17.462,2	17.721,7	17.024,4	18.222,0	17.684,6
Total Brasil	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7	44.826,7
Internacional (***)	17.339,9	17.424,6	18.249,1	18.379,0	17.726,0	17.339,9	18.995,0	18.403,0	17.339,9	16.827,3	16.339,1	16.339,1	16.339,1	16.339,1	16.339,1	16.339,1	16.339,1	16.339,1
Produção total de gás natural SEM LICQ/DEPTO (em m³/d)	62.166,6	62.251,3	63.175,4	62.605,3	62.552,4	61.786,2	62.424,0	63.249,2	61.965,2	61.262,9	60.274,8	60.670,1	59.320,5	58.848,0	54.270,7	49.945,6	46.116,6	46.116,6
Produção total de gás natural (em Mbpd) (**)	377,9	384,3	377,3	386,4	388,4	394,4	386,0	386,0	386,0	377,1	377,1	386,4	369,7	376,1	365,5	374,8	358,6	341,3
Produção total de óleo, LNG e de gás natural (em Mbpd)	2.069,3	2.105,2	2.108,2	2.107,3	2.109,4	2.115,4	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9	2.106,9

(*) Inclui gás injetado.
(**) Na conversão da produção nacional de gás natural para barril de óleo equivalente, boe, utilizou-se: 1000 m³ de gás natural = 1 m³ de óleo equivalente e 1 m³ = 6,2999 boe. Na conversão da produção internacional de gás natural para barril de óleo equivalente, boe, utilizou-se: 1 m³ = 35,315 pcf e 1 boe = 6000 pcf de gás natural.
(***) Em 2003 incluiu-se dados da Petrobras Energia (enr/2003)

COMENTÁRIOS SOBRE A PRODUÇÃO MENSAL DE OUTUBRO DE 2005
BRASIL
A produção média de óleo e LNG, em outubro de 2005, foi de 1.521 mil bpd (1,8% acima do que o volume produzido em setembro de 2005 (1.390 mil bpd)). A principal razão para esta diferença foi a entrada em produção de três poços no campo de Alazora Leste na Bacia de Campos (AB-71, AB-50 e AB-160).
A produção média de gás natural em outubro de 2005, excluído o volume injetado, foi de 44,9 Mm³/dia, 4,4% acima do valor produzido em setembro de 2005 (43,0 Mm³/dia) devido, basicamente, a flutuação de demanda do mercado.

A PETROBRAS possuiu mais de 100 plataformas de produção, distribuídas ao longo da costa brasileira (Tabela 3 a 7)¹⁸, comprovando a dimensão da importância do descomissionamento e seus reflexos jurídicos.

¹⁷ Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ExploracaoProducao.asp. Acesso em 29/11/2006.

¹⁸ Disponível no site www.petrobras.com.br. Acesso em: 26/11/2006.

Tabela 3 – Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Campos (RJ)

Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Campos (RJ)							
Sigla	Tipo	Capacidade de produção		Capacidade de estocagem de óleo (mil barris)	Lâmina d'água (m)	Número de poços (produtores/injetores)	
		Óleo (mil barris/dia)	Gás (mil de m ³ /dia)			Produtores	Injetores
ESPF	Flutuante	100	2.500	1.700	800	12	5
FPBR	Flutuante	90	3.000	900	1.280	9	8
P-07	Flutuante	56	900	-	209	22	-
P-08	Flutuante	60	1.600	-	423	19	2
P-09	Flutuante	38	550	-	230	18	-
P-12	Flutuante	35	900	-	100	24	3
P-15	Flutuante	37	480	-	243	13	-
P-18	Flutuante	100	1.950	-	910	19	12
P-19	Flutuante	100	2.800	-	770	14	7
P-20	Flutuante	60	1.000	-	620	8	-
P-25	Flutuante	100	3.000	-	575	33	-
P-26	Flutuante	100	2.800	-	990	16	9
P-27	Flutuante	50	1.500	-	520	8	2
P-31	Flutuante	200	2.900	1.384	330	35	-
P-33	Flutuante	50	1.500	1.760	780	6	3
P-35	Flutuante	130	3.000	1.500	850	15	6
P-37	Flutuante	150	6.200	2.000	905	18	11
P-40	Flutuante	150	4.000	-	1.080	13	8
P-43	Flutuante	150	6.000	1.600	805	5	-
P-48	Flutuante	150	6.000	1.600	1040	1	-
P-50	Flutuante	180	6.000	2.000	1240	1	-
PCE-1	Fixa	60	1.100	-	-	62	-
PCH-1	Fixa	44	1.900	-	-	23	-
PCH-2	Fixa	48	1.900	-	88	27	10
PCP-1	Fixa	-	-	-	88	27	3
PCP-2	Fixa	-	-	-	86	18	3
PGP-1	Fixa	200	2.100	-	120	28	3
PNA-1	Fixa	40	3.000	-	145	12	9
PNA-2	Fixa	60	400	-	170	26	4
PPG-1	Fixa	190	700	-	101	19	2
PPM-1	Fixa	80	2.100	-	115	42	1
PVM-1	Fixa	-	-	-	80	21	-
PVM-2	Fixa	-	-	-	80	22	-
PVM-3	Fixa	-	-	-	80	21	-
FPMLS	Flutuante	5	2.200	-	189	5	4
FPF	Flutuante	90	1.500	-	870	-	-

Tabela 4 – Unidades Marítimas em Operação na Bacia do Rio Grande do Norte – Ceará

Unidades Marítimas em Operação na Bacia do Rio Grande do Norte - Ceará

Sigla	Tipo	Capacidade de produção		Capacidade de estocagem de óleo (mil barris)	Lâmina d'água (m)	Número de poços (produtores/injetores)	
		Óleo (mil barris/dia)	Gás (mil de m ³ /dia)			Produtores	Injetores
PAG02	Fixa	1	50	-	18	3	-
PARB1	Fixa	1	-	-	32	2	2
PARB3	Fixa	-	-	-	25	1	1
PART1	Fixa	1	-	-	6	4	4
PART2	Fixa	-	-	-	4	1	1
PAT01	Fixa	1	150	-	45	5	-
PAT02	Fixa	4	-	-	45	7	-
PAT03	Fixa	1	-	-	45	11	2
PCI01	Fixa	-	-	-	15	-	-
PCR01	Fixa	6	800	-	45	10	-
PCR02	Fixa	1	-	-	45	3	-
PEP01	Fixa	6	80	-	45	8	-
POUB1	Fixa	-	6	-	15	1	-
PPE02	Fixa	1	-	-	45	1	-
PPE03	Fixa	-	45	-	20	2	-
PPE1B	Fixa	5	2.500	-	45	5	-
PUB01	Fixa	1	-	-	17	5	-
PUB02	Fixa	3	2.500	-	13	14	5
PUB03	Fixa	1	2.500	-	13	7	1
PUB04	Fixa	1	-	-	13	2	-
PUB05	Fixa	1	-	-	13	6	-
PUB06	Fixa	1	-	-	13	6	-
PUB07	Fixa	1	-	-	13	3	2
PUB08	Fixa	1	-	-	13	5	-
PUB09	Fixa	1	-	-	13	5	-
PUB10	Fixa	1	-	-	13	4	2
PUB11	Fixa	1	-	-	13	5	-
PUB12	Fixa	1	-	-	13	6	-
PUB13	Fixa	1	-	-	13	6	-
PUB15	Fixa	1	-	-	13	4	-
PXA01	Fixa	3	-	-	13	8	3
PXA02	Fixa	1	-	-	45	7	-
PXA03	Fixa	1	200	-	45	7	-
PAGO1	Fixa	1,5	3.000	-	18	4	0

Tabela: 5 – Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Sergipe – Alagoas

Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Sergipe-Alagoas							
Sigla	Tipo	Capacidade de produção		Capacidade de estocagem de óleo (mil barris)	Lâmina d'água (m)	Número de poços (produtores/injetores)	
		Óleo (mil barris/dia)	Gás (mil de m ³ /dia)			Produtores	Injetores
PCB02	Fixa	1	-	-	28	2	-
PCB03	Fixa	1	-	-	28	5	-
PCB04	Fixa	1	-	-	28	3	-
PCM01	Fixa	1	-	-	13	3	1
PCM02	Fixa	1	-	-	15	3	1
PCM03	Fixa	1	-	-	14	6	1
PCM04	Fixa	1	-	-	18	3	-
PCM05	Fixa	1	-	-	20	2	-
PCM06	Fixa	1	-	-	26	4	-
PCM07	Fixa	1	-	-	19	5	-
PCM08	Fixa	1	-	-	26	2	-
PCM09	Fixa	1	-	-	26	1	-
PCM10	Fixa	1	-	-	26	2	-
PDO01	Fixa	1	-	-	26	4	-
PDO02	Fixa	1	50	-	26	3	-
PDO03	Fixa	1	-	-	26	2	-
PGA01	Fixa	1	-	-	28	2	-
PGA02	Fixa	1	-	-	25	3	-
PGA03	Fixa	1	-	-	28	4	2
PGA05	Fixa	1	-	-	25	1	3
PGA07	Fixa	1	-	-	28	4	-
PGA08	Fixa	1	-	-	25	3	-
PRB01	Fixa	1	-	-	31	1	-
PCB01	Fixa	1	-	-	28	8	0

Tabela 6 – Unidades Marítimas em Operação na Bacia do Espírito Santo

Unidades Marítimas em Operação na Bacia do Espírito Santo							
Sigla	Tipo	Capacidade de produção		Capacidade de estocagem de óleo (mil barris)	Lâmina d'água (m)	Número de poços (produtores/injetores)	
		Óleo (mil barris/dia)	Gás (mil de m ³ /dia)			Produtores	Injetores
PCA2	Fixa	2	250	-	19	1	-
PCA3	Fixa	-	-	-	19	2	1
PPER	Fixa	-	1.200	-4	67	1	-
SEILL	Flutuante	20	-	314	1500	1	-
FPSO	Flutuante	57	1.900	100	1300	3	-

Tabela 7 – Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Santos (SP)

Unidades Marítimas em Operação na Bacia de Santos (SP)							
Sigla	Tipo	Capacidade de produção		Capacidade de estocagem de óleo (mil barris)	Lâmina d'água (m)	Número de poços (produtores/injetores)	
		Óleo (mil barris/dia)	Gás (mil de m ³ /dia)			Produtores	Injetores
SS-11	Flutuante	20	500	-	184	3	-
PMLZ	Fixa	5	2.200-	-	189	5	4

2.3 O TEMPO DE VIDA ÚTIL DA PLATAFORMA E O DESCOMISSIONAMENTO

A vida útil de uma plataforma vincula-se primordialmente ao período em que o projeto se mantém economicamente viável do que a fadiga do material empregado em sua fabricação. A fase de produção estabelecido nos contratos para a exploração e produção de petróleo e gás natural costuma ser entre 20 a 40 anos, segundo os modelos contratuais utilizados a nível mundial, e os estudos de avaliação técnica e econômica executados, a partir da declaração de comercialidade da descoberta de hidrocarbonetos e no decorrer da referida fase de produção, indicarão que, a partir de um dado momento durante a referida fase de produção, custará mais produzir petróleo e gás natural, que mantê-lo na jazida, considerando-se diversos fatores.

2.3.1 As Razões para o Descomissionamento:

Os motivos mais usuais que justificam a decisão de abandonar os poços produtores podem ser agrupados, segundo especialistas, em três grandes categorias: o descomissionamento por razões econômicas (caracterizada pela inviabilidade econômica de se manter a produção em bases comerciais que pode ter em origem em diversos fatores, tais como preço do petróleo, disponibilidade e custos dos equipamentos e serviços, aumento de tributação, etc.), o descomissionamento por razões técnicas (esgotamento das reservas, obstáculos técnico-operacionais ou tecnológicos que impeçam ou onerem de sobremaneira a continuidade da produção)

e o descomissionamento por razões políticas (seja do próprio investidor, porque decide redefinir prioridades e planos de negócio, fatores externos, tais como guerras, alteração de políticas energéticas, políticas de preservação do meio ambiente, estabelecimento de restrições para a atuação em certas áreas em função de outros interesses estratégicos, etc).

Concentraremos nossa análise na questão da operação de descomissionamento, realizada em poços no mar, decorrente da produção que se revela anti-econômica, bem como na adoção de políticas energéticas.

2.3.1.1 Produção Anti-econômica:

O descomissionamento de um poço produtor e das instalações e facilidades de produção, como vimos, se dá normalmente com a constatação de que a produção não é mais rentável, do ponto de vista comercial, muito embora possa a produção continuar a ser viável do ponto de vista técnico ou mesmo por razões de ordem política, necessidade de abastecimento de uma região, por exemplo. Constatada que a continuidade da produção não mais atende a parâmetros econômicos mínimos que garantam a obtenção da lucratividade mínima pretendida, avizinha-se o encerramento das atividades de operação da plataforma e coloca-se em prática, após a obtenção das necessárias aprovações dos órgãos governamentais competentes, o plano de descomissionamento.

Segundo essa visão, não resta dúvida que o preço do barril de petróleo ou do gás natural e suas flutuações, a carga fiscal, as regras cambiais, as normas que regulam o preço de venda no mercado interno dos hidrocarbonetos produzidos ou, ainda, que impõem restrições à exportação são fatores que causam impactos sobre as atividades de produção, podendo levar ao descomissionamento.

Conforme Luczynski¹⁹, três principais são os fatores responsáveis pela formação do preço do barril de petróleo: a) o fator sazonal; b) o fator político e o fator da esgotabilidade das reservas.

¹⁹ LUCZYNSKI, op. cit., passim.

2.3.1.2 Política Energética

Como ressalta Marilda Rosado:

no decorrer de 1995, houve grande debate acerca da manutenção ou retirada das disposições que asseguravam o monopólio, tal como foi estruturado pela Lei 2004/53 e pela Constituição de 1988. Por fim chegou-se à redação de uma emenda que retirava da PETROBRAS a condição de executora do monopólio, prevendo a possibilidade de outorga de concessões às empresas privadas, pendente de lei especial (...).

Tais alterações estiveram, junto com outros temas de relevo, no centro do debate institucional em torno do tamanho e do papel do Estado e da crítica do intervencionismo estatal.²⁰

A política energética adotada por um país em geral, incluindo a aplicável para o setor petrolífero em particular, gera efeitos diretos e indiretos nas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. Tais efeitos vão desde ampliação da participação estatal no setor, ampliação da participação de determinado energético ou derivado na matriz energética do país (como, por exemplo, o aumento do uso do gás natural ou a adoção de estímulos à substituição de derivados do petróleo, como foi o caso do Pró-Álcool e mais recentemente dos biocombustíveis), até mesmo a adoção de políticas de controle de preços e abastecimento para o mercado interno e de exportação, políticas de estímulos de novas tecnologias, para a exploração em áreas de fronteira tecnológica, privatização total do setor, etc.

Luczynski lembra que:

no caso do Brasil, após passados dois anos do choque de 1973, os seus efeitos negativos sobre a balança comercial nacional ainda se faziam sentir, pois o preço do barril, importado dos produtores da OPEP, havia subido quase 70%, (...) o que elevou os gastos com a importação de petróleo em US\$ 300 milhões (Geisel, 1975 apud Kucinski, 1977)“. Se parte do modelo energético proposto pelo Governo Geisel, no caso o Proálcool, houvesse atingido o objetivo de substituição parcial dos derivados de petróleo, especialmente gasolina e diesel, talvez, e somente talvez, o desenvolvimento da exploração *offshore* não estivesse tão adiantado (...)

Ao se generalizar essa situação para todos os países que extraem petróleo em ambiente marinho, pode-se imaginar que, em havendo a estruturação e, posteriormente, a generalização e aceitação popular de um programa de energia alternativa, ocorreria a

²⁰ RIBEIRO, op. cit., p. 311.

diminuição da base petróleo na matriz energética,(...)²¹

O quadro apontado por Luczynski é uma extrapolação ideal, que talvez não encontrasse correspondente no mundo real nas décadas de 70 e 80, todavia o crescente clamor mundial pela maior utilização de diferentes formas de energia limpa, como solução para se alcançar a efetiva redução do aquecimento global e de seus efeitos danosos à vida na terra, nos leva a acreditar que o quadro idealizado por Luckzynski pode estar mais perto da realidade do que se podia imaginar. Não é à toa que todas as empresas petrolíferas incorporaram a questão ambiental em suas estratégias empresarias e passaram a se apresentar como empresas de energia, e não mais de petróleo exclusivamente. Tais empresas, principalmente as maiores do setor, as chamadas *majors*, vêm promovendo investimentos importantes em pesquisa e tecnologia relacionadas com a energia limpa e proteção ambiental, realizando ambiciosos programas de gestão ambiental para prevenção, controle e combate a acidentes ambientais, bem como aplicando recursos no desenvolvimento de programas de treinamento e conscientização ambiental e a criação e comercialização de produtos menos poluentes, de maneira a responder, pelo menos em parte, a esse clamor mundial.

2.3.1.3 A Importância da Questão Ambiental Nas Operações de Descomissionamento:

Várias ações, a nível mundial, têm sido empreendidas para discutir e regular o tema da poluição originada das atividades marítimas de exploração e produção de hidrocarbonetos. Essas tentativas, que objetivam sujeitar as instalações marítimas a alguma forma de controle global, sido realizadas por diferentes instituições UN, particularmente a Comissão para o Desenvolvimento Sustentável (CSD), a Organização Marítima Internacional (IMO) e durante a revisão da Convenção de Despejo de Londres de 1972. Também o Banco Mundial e o Programa Ambiental das Nações Unidas (UNEP) têm se ocupado do potencial impacto causado pelas atividades marítimas de petróleo e gás.

A questão da poluição operacional também tem sido motivo de grande

²¹ LUCZYNSKI, op. cit., p 26.

preocupação das chamadas organizações não-governamentais. Vinogradov e Wagne²²r chamam especial atenção para as iniciativas realizadas pelo Fórum Internacional de Exploração e Produção da Indústria Petrolífera (E&P Fórum), por exemplo, preparou Minutas de Diretrizes para Operações Árticas Marítimas e colaborou recentemente com a UNEP em minutas de diretrizes Marítimas.

A imensa variedade de liberações já normalmente associadas à operação normal das plataformas e instalações marítimas de petróleo e gás incluem, dentre outros resíduos e dejetos, o petróleo em água produzida, cascalhos e lamas de perfuração contaminados (primariamente petróleo sobre cascalhos e lamas com base em óleo), produtos químicos de produção (por exemplo, água de processo residual, aditivos de perfuração, fluídos de tratamento do poço), esgoto, lixo, drenagem de convés, materiais naturalmente ocorrentes tal como “radionuclides”, metais pesados e aromáticos, assim como emissões atmosféricas, principalmente CO₂, SO_x, NO_x, CH₄ e VOCs, drenagem de processamento marítimo, despejo de água de produção e despejo de remanejamento, constituem o principais foco do esforço que tais entidades estão empreendendo para regulamentar a questão em todo o mundo.

Por essa razão, no que se refere ao descomissionamento, os movimentos surgidos em regiões tradicionalmente produtoras de hidrocarbonetos na Europa (Mar do Norte) e EUA (GOM) propugnam a adoção de outras formas de disposição das plataformas e instalações que não a forma tradicional, isto é o afundamento de tais unidades e equipamentos, método largamente praticado durante a década de oitenta.

Os dados trazidos citados por Vinogradov e Wagner nos trazem a real dimensão que a questão ambiental representa para as atividades petrolíferas:

no Mar do Norte, por exemplo, estima-se que entre 1984 e 1990 cerca de 14 a 27 por cento do óleo despejado originou-se das atividades de E&P. Enquanto que a contribuição relativa do setor marítimo de petróleo diminuiu durante o mesmo período, principalmente devido às novas práticas de gerenciamento de resíduos desenvolvidas para agir em conformidade com padrões regulatórios mais rigorosos (por exemplo para o despejo do cascalho de perfuração contaminado com petróleo), esta tendência poderá ser revertida daqui a alguns anos enquanto os campos de óleo amadurecem e entram em diminuição gradativa, levando a volumes cada vez maiores de água produzida. Este aumento de

²² VINOGRADOV, Sergei V. e WAGNER, Jean Paul. apud RIBEIRO, op. cit., passim.

volume de água produzia na maioria dos campos do Mar do Norte - de 130 x 106 metros cúbicos em 1989 para 340 x 106 metros cúbicos em 1998 - será principalmente como uma conseqüência da injeção de volumes crescentes de água do mar para manter a pressão do reservatório e o avanço desta água para os poços de produção.²³

Como conseqüência do quadro geral, o afundamento de plataformas e instalações de produção, que era comum até o final da década de oitenta, tornou-se uma prática combatida, sendo certo lembrar que a tomada da plataforma *Brent Spar*, em 1995, constituiu-se num evento histórico que registra a preocupação da comunidade internacional com as questões ambientais vinculadas às atividades de exploração e produção petrolífera e, em especial, pela prática de descomissionamento de tais atividades por meio do afundamento das plataformas e instalações.

A partir do episódio *Brent Spar*, surgiram emendas e leis que visam proteger o meio marinho, quando do descomissionamento. Na esteira da legislação, surgiram fundos que visam o financiamento do descomissionamento e companhias de petróleo, as quais operam no Mar do Norte, possuidoras de uma política oficial de descomissionamento alternativo. Por exemplo, várias empresas já utilizam de plataformas reutilizáveis, ou seja, que podem ser instaladas onde se façam necessárias, e, posteriormente, conduzidas para outros locais para iniciarem a produção de novos campos.

²³ VINOGRADOV, Sergei V. e WAGNER, Jean Paul. apud RIBEIRO, op. cit., passim.

3 ASPECTOS LEGAIS E ECONÔMICOS DO DESCOMISSIONAMENTO

O capítulo pretende apresentar as principais normas internacionais e brasileiras que se aplicam à questão do descomissionamento de plataformas e a questão ambiental, de forma identificarmos o marco regulatório básico que disciplina a matéria, bem como, identificar potenciais lacunas existentes.

A Convenção da ONU sobre Mar Territorial e Zona Contígua (1958), conhecida como Convenção de Genebra ou UNCLOS I, estabeleceu as normas básicas iniciais para a preservação do meio ambiente marinho relativa à atividade de exploração e produção petrolífera, ao dispor que qualquer instalação que tenha sido abandonada ou deixada sem uso deveria ser inteiramente removida, muito embora tenha fixado que a zona contígua à costa não poderia exceder as 12 milhas, além de trazer uma nova definição para planalto continental.

No decorrer dos anos 70, os EUA propuseram às nações costeiras a renúncia a seus pleitos sobre os recursos marinhos, uma vez que os oceanos representavam um bem comum de toda a humanidade e, por conseguinte, a sua utilização deveria ser efetuada comum a todos. Além da iniciativa Norte-Americana, outras tentativas ocorreram, visando a regular a matéria.

Já na década de 80, mais precisamente em 1982, é celebrada uma outra convenção da ONU sobre o Direito do Mar, a qual foi assinada pelo Brasil, aprovada pelo Decreto Legislativo 5, de 9/11/1987 e promulgada pelo Decreto nº 99.165, de 12/03/1996, com sua entrada em vigor na ordem jurídica brasileira em 22/06/1995, por meio do Decreto 1.530. Esta Convenção é conhecida como UNCLOS II.

Em alguns países, nos quais o tempo de vida útil das plataformas já está encerrado ou em vias de ocorrer, a questão do que fazer após a efetivação do descomissionamento das plataformas já assume grande importância, sendo capaz de provocar discussões entre os diversos setores. Começam a surgir posicionamentos, refletidos nas leis de diversos países, contra ou a favor das convenções da ONU que tratam da proteção do meio ambiente marinho (após a operação de descomissionamento da plataforma), da garantia do direito soberano sobre o mar e sobre a exploração dos seus recursos naturais, bem como propostas referentes a que destinação deve ser dada às instalações usadas na produção marítima após o seu encerramento.

Analisaremos os principais dispositivos e diplomas internacionais sobre o tema, como prévia para avaliarmos o assunto à luz do direito brasileiro.

3.1 NORMAS INTERNACIONAIS

3.1.1 A Convenção de Genebra de 1958 sobre a Plataforma Continental (UNCLOS I)

Como já mencionamos brevemente neste trabalho, a Convenção de Genebra de 1958 sobre a Plataforma Continental constitui-se no marco inicial de grande relevância no que se refere a questão da remoção das plataformas utilizadas na exploração dos recursos naturais em áreas marítimas. A Primeira Conferência das Nações Unidas sobre Legislação Marítima (UNCLOS I) foi marcada pela liderança européia capitaneada pelo Reino Unido. No curso dos trabalhos de elaboração das minutas de artigos conduzidas pela Comissão de Direito Internacional (ILC) não haviam dispositivos sobre a remoção de plataformas e instalações marítimas, apesar da atividade exploratória e de produção no mar já ser uma realidade na costa norte-americana. Preocupado com as atividades e interesses do setor de navegação marítima, onde o país sempre exerceu posição de destaque no cenário mundial, os representantes do Reino Unido propuseram que todas as instalações e estruturas petrolíferas marítimas sem utilização deveriam ser totalmente removidas. Esta proposta acabou sendo aprovada e a referida Convenção estabelece *inter alia* que "quaisquer instalações que sejam abandonadas devem ser totalmente removidas".

A Convenção da ONU sobre a Plataforma Continental de 1958 entrou em vigor em 1964, tendo sido ratificada por 54 estados, incluindo muitas das tradicionais potências marítimas. O seu Artigo 5 (5) estava diretamente preocupado com os efeitos e a interferência, na navegação e em outros usos do mar, que pudessem ser causados pelas plataformas e equipamentos usados nas atividades petrolíferas offshore. Os seus signatários não imaginaram que pudesse haver a necessidade prática de se estabelecer normas voltadas para a remoção parcial dessas instalações e estruturas no futuro, tendo em vista os altos riscos e custos envolvidos

e até mesmo limitações de ordem tecnológica.

3.1.2 A Convenção de Descarte de Londres de 1972

A segunda norma legal, de caráter internacional, relevante sobre descomissionamento é a Convenção de 1972, que trata da Prevenção contra Poluição Marítima por meio Descarte de Dejetos e Outros Materiais (“Dumping of Waste and Other Matter”). Essa convenção global fixou critérios para o descarte, classificando-o como "qualquer lançamento deliberado no mar por navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas construídas pelo homem",³ aplica-se a todas as áreas marítimas, exceto águas internas de um estado costeiro.

Apesar de interpretações dos dispositivos da Convenção terem sido efetuadas na tentativa de se evitar a obrigação da remoção, é consenso que o descomissionamento de uma estrutura no mar, total ou parcialmente, é considerado descarte de acordo com a definição da convenção.

3.1.3 A Convenção das Nações Unidas de 1982 sobre Direito Marítimo (UNCLOS II)

A UNCLOS II fornece um regime legal abrangente para os mares e oceanos do mundo. Ela concede aos Estados o direito soberano para explorar seus recursos naturais seguindo suas políticas ambientais, de acordo com seu dever de proteger e preservar o ambiente marinho (Artigos 56, 77, 193). A parte XII da Convenção trata da proteção do ambiente marinho. Embora não mencione especificamente a poluição operacional das atividades marítimas de petróleo, requer dos estados que tomem medidas para evitar, reduzir e controlar a poluição marítima de qualquer fonte usando o melhor meio prático a seu dispor (Artigo 194(1)). O Artigo 194(3)(c), em particular, contém a exigência de tomar medidas para evitar a poluição do ambiente marinho oriunda de atividades no fundo do mar ou de instalações marítimas sob a jurisdição de Estados litorâneos.

Além do Artigo 194, os Artigos 208 e 214 diretamente relacionam a prevenção e controle da poluição com estudos e exploração recursos minerais marítimos. Juntos estes artigos envolvem dois aspectos de medidas anti-poluição: regulamentação e implementação. Especificamente, os Estados litorâneos são obrigados a adotar e aplicar as leis e regulamentos a respeito da poluição marítima resultante das atividades no fundo do mar. Tais leis e regulamentos devem ser tão eficazes quanto as regras internacionais, padrões, procedimentos e práticas recomendadas. Similarmente os Estados são visitados para harmonizar seus sistemas em nível regional apropriado e para estabelecer regras globais e regionais para controlar e evitar a poluição oriunda de instalações marítimas.

O Artigo 208 trata das obrigações gerais dos Estados incorporadas ao Artigo 194. Como entendemos a respeito do parágrafo 1, as cláusulas do Artigo 208 aplicam-se a todas atividades no fundo do mar que acontecem sob a jurisdição do Estado litorâneo, dentro das suas águas internas, mar territorial, zona econômica exclusiva e plataforma continental, por exemplo. Embora tais atividades possam envolver navios e aviões, a ênfase particular no Artigo 208 é colocada nas instalações e estruturas marítimas como a fonte potencial principal de poluição resultante do desenvolvimento marítimo.

É interessante notar que enquanto o parágrafo 1 é direcionado apenas aos Estados litorâneos, os parágrafos remanescentes referem-se aos Estados em geral, como era o caso da maioria dos artigos adotados pelo Terceiro Comitê da Conferência. A linguagem do Artigo 208 não é ambígua. Os Estados têm obrigação de adotar leis e regulamentos, que, de acordo com o parágrafo 3: “serão tão eficazes quanto as regras internacionais, padrões, procedimentos e práticas recomendadas”. Estes termos, na opinião de alguns escritores, indicam que o caráter exclusivo da competência do Estado Litorâneo com respeito a este tipo de poluição aplica-se apenas à adoção de medidas internas e não à negociação de convenções que possam também envolver Estados não litorâneos como operadores ou, mais freqüentemente, possam envolver os Estados da nacionalidade dos exploradores e operadores particulares que podem vir trabalhar em áreas do fundo do mar. No entanto, esta sutileza da lei é insignificante e de forma alguma mina os poderes de decisão do Estado litorâneo na medida em que esta última que dá a palavra final a respeito do regulamento das atividades no fundo do mar dentro da sua jurisdição.

O parágrafo 5 do Artigo 208 obriga os Estados a estabelecerem regras globais e regionais, padrões, práticas e procedimentos recomendados a respeito da poluição marítima relacionados a atividades no fundo do mar. Fazendo tal coisa os Estados devem agir “especialmente através de organizações internacionais competentes ou conferência diplomática”. O uso do termo “organizações internacionais” no plural explica-se por não haver nenhuma organização internacional universal particular com competência exclusiva para atividades marítimas, similar à IMO no campo do transporte marítimo. Além disso, a combinação das organizações internacionais competentes e conferência diplomática permite a flexibilidade necessária na maquinaria, global ou regional, através do qual os estados podem estabelecer amplamente regras aceitáveis e harmonizadas. O Artigo 208 demonstra a evidente preferência pelo enfoque regional em harmonia com a prevenção de poluição e sistemas de controle. Isto reflete a tendência geral para o regulamento regional de combate à poluição relacionada às atividades marítimas, um movimento que tem sido sustentado pela subsequente prática do estado.

O Artigo 214 da UNCLOS II também trata da poluição oriunda de atividades no fundo do mar sob a jurisdição dos Estados litorâneos. Isso é um artigo de aplicação cujo propósito é complementar as cláusulas do Artigo 208 que estabelecem um padrão. O Artigo 214 diz:

Os Estados devem aplicar suas leis e regulamentos adotados de acordo com o Artigo 208 e adotar leis e regulamentos e tomar outras medidas necessárias para implementar regras e padrões internacionais aplicáveis estabelecidas através de organizações internacionais competentes ou conferencia diplomática para evitar, reduzir e controlar a poluição do ambiente marinho que surge da ou na ligação com as atividades no fundo do mar sujeitas a sua autoridade e de ilhas artificiais, instalações e estruturas sob sua jurisdição, seguindo os artigos 60 e 80.²⁴

O importante conteúdo do Artigo 214 é bem claro e não requer exame exaustivo. No entanto, de acordo com alguns comentaristas, o alcance do Artigo 214, na medida em que instalações e estruturas artificiais sob a jurisdição do Estado litorâneo são concernentes, é mais amplo do que seu título possa sugerir. Argumenta-se que enquanto o Artigo 80, que é referido no Artigo 214, trata de tais

²⁴ UNCLOS United Nations Convention on the Law of the Sea. Disponível em: <http://www.unclos.com>. Acesso em: 20/11/2006.

artifícios “sobre a plataforma continental” e, portanto *ex hypothesi* relacionará as atividades no fundo do mar sujeitas à jurisdição do Estado litorâneo, o Artigo 60 aplica os artifícios na Zona Econômica Exclusiva (EEZ). Lá, os Estados litorâneos têm o direito exclusivo a respeito da construção, regulamento, operação e uso de tais instalações artificiais para uma ampla gama de propósitos econômicos, encontradas no artigo 56, que não relacionados exclusiva e necessariamente às atividades do fundo do mar. O Artigo 60 não contém restrições a respeito dos propósitos possíveis pelos quais estas instalações artificiais possam ser construídas.

Esta interpretação do Artigo 214 não afeta de forma alguma seu conteúdo na medida em que isso diz respeito às atividades no fundo do mar. Este último continua sendo o objeto principal de suas cláusulas, assim como das leis e regulamentações nacionais e regras e padrões internacionais, que são adotados pelos Estados. Todavia, como será visto, o conjunto de tais regras acordadas internacionalmente, padrões, práticas e procedimentos recomendados que dizem respeito à poluição operacional oriunda de instalações marítimas é ainda relativamente insignificante, comparada, por exemplo, a aquela relacionada à poluição através de navios.

Dois artigos da Parte XII podem ser considerados relevantes para a poluição de atividades marítimas, embora eles não contenham a referência específica a estudos e exploração no fundo mar, nem às instalações e estruturas artificiais.

O Artigo 212 requer que os Estados adotem leis e regulamentos assim como outras medidas necessárias para evitar, reduzir e controlar a poluição do ambiente marinho de ou através da atmosfera, aplicável ao espaço aéreo sob sua soberania ou navios hasteando sua bandeira ou navios e aviões de seus registros. Tais leis e regulamentos têm que levar em consideração as regras acordadas internacionalmente, padrões, práticas e procedimentos recomendados. Além disso, os Estados devem “empenhar-se para estabelecer regras globais e regionais, padrões e práticas e procedimentos recomendados” para prevenir e controlar tal poluição.

O Artigo 222 obriga os Estados a aplicar, dentro do espaço aéreo sob sua soberania ou relacionado a navios hasteando sua bandeira ou navios e aviões de seus registros”, as leis nacionais e regulamentos adotados de acordo com o Artigo 212. Deveria ser observado que nem o Artigo 212 nem o Artigo 222 tratam da poluição de ou através da atmosfera que não resulta em poluição do ambiente marinho.

Parece que os artigos 212 e 222 não têm nada a ver com a poluição do mar através da atmosfera em conexão com exploração e produção do leite marinho. Uma interpretação literal desses artigos poderá levar até mesmo à conclusão de que instalações marítimas e atividades no leite marinho são deliberadamente excluídas do âmbito de suas cláusulas.

De fato, as cláusulas “*ratione loci*” dos Artigos 212 e 222 aplica-se ao espaço aéreo “sob a soberania” de um dado Estado, isto é, o espaço aéreo sobre seu território, suas águas internas e mar territorial, e no caso de um arquipélago-estado e suas águas. Em virtude do Artigo 58 e 78, isto não se relaciona ao espaço aéreo acima da EEZ ou da plataforma continental, isto é, a aquelas áreas onde os estudos e exploração marítimos de petróleo normalmente ocorrem.

A cláusula “*ratione materiae*” do Artigo 212 e 222 refere-se aos navios hasteando a bandeira ou navios e aviões registrados nas reuniões de Estado. Ao contrário de alguns outros instrumentos internacionais, segundo a UNCLOS II, o termo “embarcações” não abrange instalações e estruturas marítimas que são tratadas como uma categoria distinta. Assim, a poluição operacional do ambiente marinho das instalações marítimas através da atmosfera parece não estar incluída pela UNCLOS II.

Esta conclusão, no entanto, parece ser incompatível com a idéia real, mas não tão óbvia, e os objetivos principais da UNCLOS II como um instrumento complexo lidando com todos os aspectos de poluição marítima. Alguém pode assumir que esta incoerência dos Artigos 212 e 222 resultou principalmente da omissão sobre a parte dos redatores do que uma decisão deliberada. Deve ser observado a este respeito, que os Artigos 212 e 222 estão inseridos na Convenção fundamentalmente para incluir a poluição do ambiente marítimo que tem origem tanto na terra quanto na navegação aérea. Isto é confirmado pela referência direta contida nos Artigos 212 e 222 para a segurança da navegação e para as regras acordadas internacionalmente, padrões, práticas e procedimentos recomendados adotados pela Organização de Aviação Civil Internacional. Por outro lado, a prática internacional a respeito da prevenção e controle de poluição marítima através da atmosfera, que tem evoluído desde de 1982, indica que os Estados, enquanto adotam medidas a respeito deste tipo de poluição, normalmente não atrai distinção entre embarcações e instalações marítimas.

As Cláusulas da UNCLOS II de 1982, particularmente aquelas da Parte XII,

foram consideradas pela Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento no Rio (UNCED) como a mais relevante para a proteção e desenvolvimento sustentável do ambiente marinho e litorâneo e seus recursos. Como será visto, a Agenda 21 adotada na UNCED especificamente refere-se às atividades marítimas de petróleo. Na verdade, o parágrafo 17.30 da Agenda 21 incita os Estados a avaliar a necessidade de medidas adicionais para dedicar-se à degradação do ambiente marinho pelas plataformas de petróleo e gás, avaliando as medidas regulatórias existentes a respeito do despejo, emissões e segurança, indicando qual atitude deveria ser tomada dentro da estrutura da IMO e outras organizações internacionais relevantes, sub-regionais, regionais ou globais.

3.1.4 A Convenção MARPOL DE 1973/78

O principal objetivo da MARPOL de 1973/78 é a prevenção e controle da poluição marítima oriunda de navios. Tem como objetivo evitar a poluição do ambiente marinho pelos despejos de substâncias e efluentes que contêm tais substâncias.

Embora o termo “navios” seja definido de uma maneira extremamente ampla para abranger “plataformas fixas e flutuantes”, a Convenção não inclui a poluição operacional das instalações marítimas *stricto sensu*. A noção “despejo”, segundo MARPOL 73/78, significa “qualquer liberação de alguma forma despejada por um navio e inclui qualquer escapamento, descarte, derramamento, vazamento, bombeamento, emissão ou esvaziamento”. No entanto, isso não inclui “a liberação de substâncias nocivas que surgem diretamente da exploração, produção e processamento marítimo associado de recursos minerais do leito marinho. A poluição marítima de descarregamento é também excluída do regime MARPOL 73/78.

No primeiro relance, isso pode interpretar o exercício de análise das cláusulas da MARPOL 73/78 no contexto de atividades marítimas de petróleo ab initio inúteis. Certamente, MARPOL 73/78 não emprega a poluição marítima diretamente resultante das operações marítimas, por exemplo, ligado ao uso das lamas de perfuração com base em óleo ou vazamento de petróleo durante o teste de poço. No

entanto, o termo “poluição operacional” em seu significado mais amplo, abrange qualquer poluição que surge da ou relacionada ao funcionamento normal de instalações marítimas. Deste ponto de vista, certos aspectos de poluição operacional são incluídos pela MARPOL 73/78.

Além disso, em 1992, o Conselho da IMO, com uma visão para assegurar uma implementação coordenada das tarefas impostas pela Agenda 21, decidiu que o Comitê de Proteção ao Ambiente Marinho (MEPC) deveria agir como um ponto central para a revisão da implementação da Agenda 21 pela IMO. Conseqüentemente, a MEPC iniciou suas deliberações baseadas nos resultados da Agenda 21 pela IMO. Entre os muitos assuntos abordados pela MEPC neste contexto tivemos o Capítulo 17:30 da Agenda 21 que trata das instalações marítimas. Todas as demais razões, portanto, para investigar o campo de ação da solicitação da MARPOL 73/78 para atividades marítimas de E&P. O foco aqui será nos descargas operacionais de petróleo, lixo e poluição atmosférica.

3.1.4.1 Descargas Operacionais de Petróleo

Requisitos especiais e muito detalhados a respeito de despejos operacionais de petróleo estão armazenados em Anexo I da MARPOL 73/78 que emprega-se predominantemente a vários tipos de navios. Há algum tipo de confusão na literatura quanto, até que ponto, cláusulas do Anexo I regulam a poluição operacional de instalações marítimas. Assim, um relatório recente da Secretaria Geral das Nações Unidas afirma que “MARPOL 73/78 foi interpretada como não empregando os despejos que surgem das atividades marítimas no fundo do mar, mas somente lixo sob seu Anexo V”, sem especificar que tipos de despejos estão sendo referidos. O documento menciona as propostas existentes, que se adotadas, teriam o efeito de aplicar cláusulas apropriadas do Anexo I da MARPOL 73/78 para a produção flutuante, armazenagem e instalações de descarregamento, além de petroleiros.

Alguns autores destacam que o Anexo I estipula requisitos especiais “para a prevenção de descargas operacionais de petróleo”, sem definir o significado do termo “operacional”. Outros assumem que MARPOL 73/78 “aplica-se a plataformas a respeito de atividades comuns tanto para plataformas como para navios,

descargas operacionais (por exemplo, limpeza do tanque). A explicação desta discrepância pode ser encontrada no fato de que não é sempre fácil atrair um limite preciso entre descargas que surgem diretamente da exploração e produção de recursos minerais do leito marinho e descargas de plataformas de “tipo de navio”. Por outro lado, a inclusão de tipos de construção tão funcionalmente diferentes como predominantemente instalações marítimas estáticas e navios tradicionais em uma única categoria de “navios” pode criar confusão na implementação prática da MARPOL 73/78.

As Interpretações Unificadas da MARPOL 73/78, preparadas recentemente pela IMO, ajudam a esclarecer a ambigüidade de certas cláusulas convencionais e elucidam o conteúdo real de seus requisitos. O regulamento 21 do Anexo I trata especificamente de plataformas de perfuração e outras plataformas. Ele faz com que plataformas flutuantes e fixas, quando engajadas na exploração, produção e processamento marítimo associado dos recursos minerais do leito marinho, tenham de estar em conformidade com os requisitos do Anexo I, aplicáveis a navios de 400 ou mais toneladas de carga bruta, exceto os petroleiros. Conseqüentemente, de acordo com o Regulamento 9, que trata do controle de descarga de petróleo, as plataformas marítimas estão proibidas quanto a qualquer descarga de petróleo ou misturas oleosas no mar, exceto quando o conteúdo do óleo da descarga sem diluição não exceda 15 partes por milhão. As únicas exceções para este requisito são fornecidas no Regulamento 11 e incluem possíveis descargas de petróleo, misturas oleosas ou de substâncias contendo óleo nos seguintes casos:

- (a) quando for necessário para garantir a segurança de uma instalação marítima ou salvar vidas no mar;
- (b) danos a um navio ou seus equipamentos, contanto que todas as medidas sensatas foram tomadas para evitar ou minimizar a descarga.

Tendo em mente que existem vários tipos de despejos oleosos associados às plataformas marítimas de operação, é importante saber quais são sujeitos a regulamentos segundo MARPOL 73/78. A resposta é dada pela interpretação unificada ao Regulamento 21. Isto denota quatro categorias:

- (a) drenagem de plataforma
- (b) drenagem de processamento marítimo
- (c) descarga de água de produção; e
- (d) descarga de remanejamento

De acordo com a interpretação unificada, somente a primeira categoria, isto é, drenagem de espaço de maquinaria, que é produzido por geradores, tanques e bombas de combustível, é sujeito a MARPOL 73/78. As outras três categorias, que estão diretamente relacionadas à produção marítima de petróleo, estão além de seu alcance. De fato, não há aparentemente regras e padrões globais aplicáveis a estes efluentes. Como será mostrado mais tarde, tais descargas são em parte tratados pelos regimes convencionais regionais e pelos regulamentos nacionais, que frequentemente empregam padrões diferentes.

Foi observado nesta ligação, que esta conformidade com a carta da lei exige que as descargas marítimas oleosas sejam isoladas uma do outra para empregar os padrões diferentes, ou opcionalmente o padrão mais rigoroso é empregado em qualquer descarga de corrente mista. No entanto, para muitas plataformas existentes estes requisitos não podem ser atingidos facilmente, pois não é incomum para correntes de drenagem que sejam descarregadas através de uma simples caixa flutuante, e para correntes de drenagem serem misturadas com correntes de produção/processo antes do tratamento. Num caso ou no outro, atingir o padrão de 15 ppm de petróleo em água pode não ser possível.

Para atingir o padrão estabelecido, Anexo I da MARPOL 73/78 exige que as plataformas marítimas sejam equipadas enquanto que praticável com monitoramento de descarga de petróleo e sistema de controle, equipamento de separação de água contaminada com petróleo e filtração de petróleo, assim como tanques para resíduos de petróleo (sedimentos).

3.1.4.2 Descarte de Lixo

A proteção do ambiente marinho contra a poluição pelo lixo é administrada pelo Anexo V da MARPOL 73/78. O termo "lixo" é definido como "todos os tipos de

sobras de alimentos, domésticas e operacionais, excluindo peixe fresco, gerados durante a operação normal do navio e responsável por ser descartado contínua e periodicamente exceto aquelas substâncias que são definidas ou listadas em outros Anexos para presente Convenção”.

O Anexo V da MARPOL 73/78, embora intitulado “Regulamentos para a Prevenção da Poluição pelo Lixo dos Navios”, aplica-se igualmente às instalações marítimas. Ele contém cláusulas especiais a respeito de plataformas fixas ou flutuantes engajadas na exploração, produção e processamento associado de recursos minerais do leito marinho. De fato, o regime de prevenção contra poluição estabelecido segundo o Anexo V para instalações marítimas é consideravelmente mais rigoroso do que aquele que diz respeito a embarcações navegando. Enquanto o Anexo V permite, sob certas condições, o despejo de certos tipos de lixo no mar, incluindo almofadas de estiva, forro e materiais de embalagem, restos de comida e outros lixos dos navios, isto não se aplica às plataformas. Este último, assim como todos os outros navios ao lado ou em um raio de 500 metros de distância, estão proibidos de despejar quaisquer materiais regulamentados no Anexo V. A única exceção é feita a respeito do despejo de restos de comida das plataformas de perfuração fixas e flutuantes localizadas a mais de 12 milhas náuticas da terra. Tais restos de comida têm de ser pulverizados ou triturados e serem capazes de passar através de uma peneira com aberturas menores que 25 milímetros. Em termos práticos, os requisitos que se aplicam às plataformas flutuantes e fixas são idênticos a aqueles que são empregados com respeito a todos os outros navios dentro das chamadas “áreas especiais”.

O regime mais rigoroso estabelecido com respeito ao descarte de instalações marítimas pode ser explicado pela sua natureza estacionária. A adoção de padrões menos rigorosos, similar a aqueles que se aplicam aos navios fora de áreas “especiais”, poderia resultar em uma acumulação desproporcional de lixo nos arredores imediatos das plataformas marítimas, excedendo a capacidade de absorção do ambiente marinho.

Há uma outra opção para jogar as sobras e o lixo de uma instalação marítima - combustão a bordo - que ainda não foi sujeita a nenhum regulamento. A Convenção [Descarregamento] de Londres de 1972 e o novo protocolo de 1996 não empregam este tipo de descarte. A incineração no mar, que é geralmente administrada pelas suas cláusulas, não inclui “a incineração de sobras ou qualquer

outra coisa a bordo ... a plataforma ou outra estrutura feita pelo homem no mar. Se tais restos ou outras coisas fossem geradas durante a operação normal ... plataforma ou outra estrutura feita pelo homem no mar”. Conseqüentemente, a poluição resultante da atmosfera e/ou do ambiente marinho através da atmosfera terá de ser tratada pelos outros instrumentos, principalmente MARPOL 73/78 e seu futuro anexo.

Na 37ª sessão do IMO, o Comitê de Proteção ao Ambiente Marinho (MEPC) que aconteceu em setembro de 1995, as partes no Anexo V adotaram, sujeito a procedimento de emenda tácita, novas emendas para Anexo V. Eles vão impor requisitos a respeito de equipamento, planos de gerenciamento de dejetos e registro de lixo. Os navios com mais de 400 toneladas brutas, ou navios autorizados a levar 15 pessoas ou mais, serão requisitados para preparar os Planos de Gerenciamento de Dejetos e manter Livros de Registro de Lixo para detalhar a data, localização e tempo da incineração ou descarga, e descrição e quantidade de lixo. Estes requisitos, uma vez vigor, serão igualmente aplicados às instalações marítimas. No entanto, os Estados ganharam o direito de renunciar sua aplicabilidade às plataformas flutuantes e fixas.

3.1.4.3 Poluição do ar

Até muito recentemente, a poluição do ambiente marinho através da atmosfera de ou relacionada à navegação nunca foi tratada especificamente dentro da estrutura da MARPOL 73/78. Isto se aplica igualmente a atividades marítimas de petróleo e plataformas na extensão em que estas últimas estão sujeitas ao regime MARPOL 73/78.

O assunto da poluição de ar pelos navios tem estado na agenda da MEPC por seis anos. Ele surgiu pela primeira vez na IMO em 1990, e uma resolução sobre o assunto foi adotada pela Assembléia em 1991. O MEPC, adotou, em julho de 1991, uma plano de ação que objetivou o desenvolvimento de um novo anexo para a MARPOL 73/78 incluindo conteúdo de enxofre e nitrogênio de óleo de combustível, clorofluorcarbonetos (CFCs), “halons”, compostos orgânicos voláteis (VOCs) e incineração de lixo e restos gerados por navios. O Sub-Comitê sobre Produtos

Químicos em Massa (BCH) foi convidado para coordenar este trabalho e preparar um esboço do novo anexo. No entanto, devido à complexidade do assunto o prazo foi prolongado por mais dois anos.

O conteúdo de enxofre permitido de petróleo de combustível (SOx qualidade de óleo de combustível) parecia ser o assunto mais difícil para resolver. No Sub-Comitê de BCH, três níveis de conteúdo de enxofre tinham sido propostos - 5 por cento, 4 por cento e 3.5 por cento. Embora a maioria era a favor do nível de 5 por cento, o fato de que o conteúdo de enxofre médio do petróleo de combustível é de cerca de 3.5 por cento poderia interpretar o padrão de 5 por cento, se adotado, negligente demais, e assim, praticamente inútil.

Foi acordado finalmente que o novo Anexo VI proposto sobre poluição do ar gerada por navios deveria ser adotada como um protocolo para MARPOL 73/78. Uma conferência para adotar novas medidas contra a poluição atmosférica acontecerá em setembro de 1997. Um esboço do Anexo VI tem um capítulo contendo Regulamentos para Controle da Poluição do Ar. Ele inclui substâncias que causam a redução de ozônio, VOCs, e incineração a bordo do navio. O assunto mais controvertido, no entanto, ainda é sobre o conteúdo máximo de enxofre permitido no petróleo de combustível. O esboço preparado pela MEPC introduz um limite de 5 por cento, embora existam alguns países que insistem numa figura mais baixa. Foi acordado que a IMO aprovaria certas Áreas de Controle de Emissão de SOx onde o conteúdo de enxofre do petróleo de combustível não deveria exceder 1.5 por cento. Os mares, Báltico e do Norte, estão provavelmente entre os primeiros a adquirirem tal status. A IMO também desenvolveu um Código Técnico obrigatório de NOx contendo regulamentos que limitam emissões de óxidos de nitrogênio de motores a diesel.

Enquanto isso, em outubro de 1992, a MEPC formalmente adotou um padrão para incineradores a bordo do navio para o descarte do lixo gerado no navio. Foi acordado que isso deveria ser adicionado às Diretrizes da IMO para a Implementação do Anexo V da MARPOL 73/78.

Além disso, a resolução da Assembleia da IMO, adotada em 1991, resumiu um número de medidas que visavam à redução de emissões de substâncias dos navios que reduzem o ozônio dentro da atmosfera. Estas medidas incluem:

- a) Proibição do uso de CFCs cujo potencial de redução de ozônio seja mais

alto que 5 por cento daquele de R-11 em instalações de refrigeração fixa e aparelhagens de ar condicionado e isolamento em navios cuja quilha é instalada depois de 6 de novembro de 1992;

- b) Proibição do uso de “halons” em sistemas de extinção de incêndio, exceto onde eles são essenciais, a bordo de navios cujas quilhas são instaladas depois de 10 de julho de 1992.

Estas medidas têm como alvo principal a poluição do ar através de navios. Não é claro se e até que ponto elas deveriam ser aplicadas às instalações marítimas, embora nada possa impedir os Estados de tal aplicação por analogia. Por outro lado, dado que as substâncias que reduzem o ozônio não causam poluição do ambiente marinho, também é questionável se tais medidas adotadas pela IMO podem ser consideradas padrões, práticas e procedimentos acordados internacionalmente referidos nos artigos 212 e 222 da UNCLOS de 1982.

3.1.5 SOLAS 1974

Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida Humana no Mar (International Convention for the Safety of Life at Sea). Foi adotada em 1/11/1974, protocolos de 1978 e Emendas de 1994, 1995 e 1997. Estabelece regras e diretrizes para inspeções e vistorias de navios, equipamentos salva-vidas, instalações de rádio, casco, máquinas, construção, compartimentagem e estabilidade, instalações elétricas, manutenção das condições, busca e salvamento, sistema de gestão da segurança e, ainda, a emissão e aceitação de certificados. A SOLAS foi a primeira convenção realizada da história, ocorrida em 1914, em função do acidente ocorrido com o navio Titanic, porém só entrou em vigor em 25/05/1980.

Convenção da Basiléia sobre o Controle dos Movimentos Transfronteiriços dos Resíduos Perigosos e sua eliminação, adotada em 22/03/1989. Passou a vigorar em 05/05/92. Entre os seus principais objetivos estão o de reduzir os movimentos transfronteiriços de resíduos perigosos e de outros resíduos submetidos à esta Convenção, a um mínimo compatível com seu manejo ambientalmente adequado; tratar e eliminar estes resíduos o mais próximo possível de sua fonte de

geração; prevenir o tráfico ilícito destes resíduos; proibir seu transporte até os países carentes de capacidades jurídicas, administrativas e técnicas para seu manejo e eliminação ambientalmente adequada.

3.1.6 SALVAGE 89

Convenção Internacional sobre Salvamento. Foi adotada em 28/04/89 e passou a vigorar em 14/07/96. Visa incentivar, mesmo monetariamente, operações de salvamento de navios ou outros tipos de embarcação e prevenir a poluição marinha por tais operações.

3.1.7 OPRC 90

A Convenção Internacional sobre Preparo, Responsabilidade e Cooperação em Casos de Poluição por Óleo (Oil Pollution Preparedness, Response and Co-Operation) foi estabelecida pela IMO em 30/11/90, em função do acidente ocorrido com o petroleiro Exxon Valdez no Alasca, em 1989 e do inacreditável derramamento de óleo provocado por forças militares durante a Guerra do Golfo Pérsico. Passou a vigorar em 1995. Visa facilitar a cooperação internacional e a assistência mútua no preparo para o atendimento aos casos de vazamentos de óleo e incentivar os países a desenvolver e manter adequada capacitação para lidar, de maneira eficaz, com as emergências decorrentes deste tipo de poluição. Estende seu alcance às instalações portuárias que operam com hidrocarbonetos e derivados além dos navios e plataformas. Entre os principais aspectos estabelecidos destaca-se que:

- a) os estados devem exigir planos de emergência individuais das instalações que manuseiam hidrocarbonetos e derivados ,
- b) cada país deverá estabelecer um sistema nacional de resposta aos acidentes (plano nacional de contingência) a partir dos planos de emergência individuais e um sistema internacional, contemplando a

- cooperação de dois ou três países, se necessário;
- c) os navios devem ser providos de manual de instruções para os procedimentos de emergência (não se aplica aos navios de guerra, de auxílio naval ou operado por um governo com fins que não sejam comerciais);
 - d) a notificação dos acidentes deve ser feita rapidamente aos países envolvidos;
 - e) os países poderão solicitar a cooperação internacional quando os acidentes ocorrerem, devendo promover a cooperação nas áreas de pesquisas relacionadas com a prevenção da poluição por óleo;
 - f) a IMO deverá prover informação, educação, treinamento e serviços de consultoria internacional durante os acidentes.

3.2 OUTRAS NORMAS INTERNACIONAIS RELEVANTES

Ao lado da UNCLOS II de 1982 e a MARPOL 73/78, há três outros instrumentos globais que são relevantes, se principalmente de uma forma indireta, para a poluição operacional das atividades marítimas de E&P. Estas são: a Convenção de Arcabouço sobre Mudança de Clima (Framework Convention on Climate Change - FCCC), a Convenção sobre Diversidade Biológica das Nações Unidas e a Agenda 21, todas as três foram adotadas na UNCED no Rio de Janeiro. Enquanto que nenhum deles se dirige diretamente à questão da poluição operacional, eles criam a estrutura legal mais ampla em nível global, levando em consideração assuntos, tais como emissões atmosféricas conservação de energia e proteção da natureza.

3.2.1 A FCCC

A FCCC de 1992 inicia uma série de princípios gerais sobre a proteção da atmosfera terrestre. Esses incluem o requisito que medidas de precaução sejam

tomadas para antecipar, evitar ou minimizar as causas da mudança de clima e atenuar seus efeitos adversos (Artigo 3) e que as partes signatárias estabilizam as concentrações de gás de estufa na atmosfera em um nível que evitaria interferência antropogênica perigosa no sistema climático (Artigo 2). Além disso, a FCCC requer que todas as partes desenvolvam, publiquem, atualizem periodicamente e disponibilizem inventários nacionais de emissões antropogênicas pelas fontes de todos os gases de estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal. Similarmente, partes devem implementar os programas nacionais que tenham medidas para atenuar a mudança de clima direcionando as emissões antropogênicas através das fontes (Artigo 4).

Embora a FCCC não forneça requisitos específicos aplicáveis nas emissões atmosféricas de operações marítimas de E&P, ele tem incitado um processo de revisão e formação de regras a respeito de emissões de gás de estufa, por exemplo, queimar e ventilar nas instalações marítimas. Alguns países tais como a Noruega e a Holanda introduziram impostos para refrear o uso da energia e emissões nas instalações marítimas, e outras estão começando a introduzir requisitos especiais a respeito do uso do equipamento marítimo.

3.2.2 A Convenção da Biodiversidade

Como a FCCC, a Convenção sobre Diversidade Biológica das Nações Unidas de 1992 não tem nenhuma cláusula específica sobre operações marítimas de E&P. Os objetivos da Convenção, iniciados no Artigo 1, a conservação da diversidade biológica, o uso sustentável de seus componentes, a divisão justa e equitativa dos benefícios que surgem da utilização de recursos genéticos. O Artigo 6 pede que As Partes Contratantes estabeleçam planos de conservação nacional. Com este fim, os Estados têm de identificar, contanto que possível e apropriado, componentes de diversidade biológica importantes por sua preservação e uso sustentável, e para monitorar essas medidas de conservação requisitadas e urgentes.

Similarmente, As Partes Contratantes devem monitorar aquelas atividades que têm ou que podem provavelmente ter impactos adversos significantes na conservação e uso sustentável da diversidade biológica (Artigo 7). O Artigo 8

promove conservação in-situ. Para este fim, As Partes Contratantes são encorajadas a estabelecer áreas de proteção, regulamentar ou gerenciar recursos biológicos importantes para a conservação da biodiversidade e reabilitar e restaurar os ecossistemas degradados. O Artigo 14 incita As Partes Contratantes a tomar medidas para implementar os requisitos da avaliação do impacto ambiental e, deste modo, minimizar impactos adversos. Se completamente implementadas, as atividades de E&P em áreas protegidas, por exemplo, podem ser restritas ou proibidas totalmente. A Convenção de Biodiversidade, em outras palavras, é principalmente de relevância contextual para operações marítimas de E&P; não há cláusulas operacionais. No entanto, é provável que venha a aderir a pressões para proibir ou, ao menos, sujeitar a E&P a condições mais rigorosas em áreas sensíveis.

3.2.3 Agenda 21

A poluição marinha proveniente de instalações marítimas foi abordada, entre outros temas, na UNCED de 1992. A Conferencia resultou, inter alia, na adoção da Agenda 21, que fornece um programa internacional para obtenção do desenvolvimento sustentável no Século 21. Embora não seja um documento legalmente obrigatório, ele fala de objetivos e ações recomendadas para uma variedade de assuntos. Enquanto o foco das cláusulas da Agenda 21 sobre poluição marinha proveniente de instalações marítimas é a melhoria, aceitação e implementação de regras já existentes, mais do que o desenvolvimento dos novos, o documento identifica o número de assuntos onde o desenvolvimento de novas leis é requisitado. Por exemplo, o Capítulo 17 requer dos Estados litorâneos o aumento de seus esforços para lidar tanto com fontes terrestres quanto marítimas de poluição marinha.

As atividades de E&P são abordadas nas cláusulas do Capítulo 17:30 que requerem medidas para controlar a degradação do ambiente marinho de atividades marítimas. Especialmente, os Estados devem avaliar medidas regulatórias a respeito de poluição oriunda de plataformas marítimas de petróleo e gás. Similarmente, o Capítulo 9 da Agenda 21 também requer que os Estados apoiem as atividades em andamento dentro da IMO a respeito do desenvolvimento de medidas para reduzir a

poluição atmosférica de navios.

Finalmente, a Agenda 21 pede que os Estados avaliem a poluição causada pelos navios em áreas marítimas particularmente sensíveis (PSA), identificadas pela IMO, e tomar atitude para assegurar que regulamentos apropriados estejam agindo em conformidade nestas áreas. As Diretrizes sobre a designação das PSAs foram desenvolvidas pela IMO. As PSAs são definidas pela IMO como “áreas que precisam de proteção especial através de ação da IMO por causa da sua reconhecida importância por razões ecológicas, sócio-econômicas ou científicas, e que pode ser vulnerável a danos por causa de atividades marítimas”. Apenas para datar, alguns PSAs foram nomeados , onde controles mais rigorosos sobre atividades marítimas são requisitados. As atividades de E&P, por exemplo, podem ser proibidas ou, no mínimo, sujeitas a restrições especiais (e.g., regimes de despejo zero).

Se a Agenda 21 se tornará um fator causal no desenvolvimento futuro de regimes sobre estes assuntos permanece, certamente, uma dúvida a ser confirmada. De fato, poderia ser argumentado que muitos dos assuntos, tais como poluição de ar, por exemplo, incluídos no texto da Agenda 21 já estavam na agenda da IMO. Todavia, a Agenda 21 não pode ser simplesmente deixada de lado. Enquanto o desejo político de criar um novo regime global relacionado às atividades marítimas de E&P não estiver lá no momento, é improvável que o assunto desapareça. Ao incluir as atividades marítimas de E&P dentro do âmbito de assuntos a serem dirigidos, a Agenda 21 tem assegurado que a questão da poluição operacional permanecerá na agenda e terá de ser tratada de uma maneira mais coerente, seja isso em nível global, regional ou, finalmente, nacional.

3.2.4 Instrumentos Regionais

Há instrumentos internacionais, de caráter regional, ou seja seu campo de aplicação está restrito a uma determinada região ou a determinados países que o firmaram e, portanto, têm efeitos em certo espaço geográfico delimitado, embora sejam instrumentos importantes na discussão sobre o descomissionamento de plataformas marítimas.

Dentre esses instrumentos regionais, destacam-se:

- a) A Convenção de Oslo de 1972: A Convenção de Oslo sobre a Prevenção contra Poluição Marítima por descarte de Navios e Aeronaves é um tratado regional cobrindo somente o Nordeste do Atlântico, o Mar do Norte e partes do Oceano Ártico. Veda o descarte de certos materiais listados de "navios e aeronaves" incluindo plataformas marítimas, fixas e flutuantes. Os países que a firmaram permanecem divididos quanto ao aspecto de o tratado cobrir o descarte das plataformas ou somente dos navios e aeronaves, mas a discussão sobre sua aplicabilidade para o descarte de plataformas torna-se obsoleta pela necessidade de se regular o tema.
- b) A Convenção de Paris sobre a Prevenção contra Poluição Marítima originada de Bases Terrestres de 1974:
- c) As Diretrizes OSCOM de 1991 ("The 1991 OSCOM Guidelines"): A Comissão de Oslo adotou as Diretrizes para o despejo no Mar de Instalações Marítimas, também chamadas de "As Diretrizes OSCOM", a serem seguidas em caráter experimental pelos países signatários. Visando a complementar as Diretrizes IMO ("IMO Guidelines") de 1989, as Diretrizes OSCOM ("OSCOM Guidelines") fornecem, a princípio, um sistema de licenciamento especial a ser outorgado pelos países signatários para o descarte de plataformas e instalações marítimas caso a caso, o qual deve ser objeto de notificação a todas as outras partes contratantes para informação e comentários. Adicionalmente, as Diretrizes OSCOM reconhecem outras opções de remoção, tal como a remoção parcial. É a primeira ocasião em que um instrumento internacional, de caráter regional, abordou o assunto de remoção marítima de forma mais abrangente. Por conseguinte, o mesmo se torna importante fonte para consulta.
- d) A Convenção OSPAR de 1992 (The 1992 OSPAR Convention): Para evitar ambigüidades e atualizar as disposições existentes, a Comissão Oslo e Paris adotou em 1992, a Convenção de Paris para a Proteção do Ambiente Marítimo do Nordeste do Atlântico (a Convenção OSPAR – the OSPAR Convention), que estabelece expressamente:

Nenhuma instalação marítima ou oleodutos em desuso devem ser descartados e nenhuma instalação marítima em desuso deve ser deixada total ou parcialmente no lugar em área marítima sem a permissão emanada de autoridade competente da Parte Contratante correspondente, em abordagem caso a caso.²⁵

A Convenção OSPAR de 1992 (“OSPAR Convention”) significou a consolidação das convenções regionais anteriores e complementou, em vez de substituir, os tratados multilaterais, tais como a Convenção de Genebra de 1958 e a Convenção de Londres de 1972. Ela entrará em vigor quando ratificada por todas as 14 partes contratantes das Convenções de Oslo de 1972 e de Paris de 1974.

Entretanto, mesmo antes de entrar em vigência, a Convenção OSPAR de 1992 foi rapidamente as partes contratantes consideraram que vários dispositivos já estavam desatualizados e no encontro da Comissão OSPAR em junho de 1995, a maioria já acordou uma proposta de minuta referente ao descarte de instalações marítimas, que tem por finalidade: primeiramente, estabelecimento de moratória no descarte de instalações marítimas descomissionadas no mar até uma decisão formal de banimento pela comissão OSPAR (“OSPAR Commission”); em segundo lugar, elaboração de minuta de decisão, a ser preparada pelo grupo de trabalho OSPAR, para apreciação na próxima reunião para sua implementação pelo ano de 1997.

Importante fonte normativa sobre o tema é a Decisão OSPAR nº 98/3 que entrou em vigência entre os países signatários em 09 de fevereiro de 1999. O seu item 2 estabelece, como norma geral, a proibição do descarte e permanência, no local de operação, de plataformas e instalações marítimas em desuso, total ou parcialmente, exceto na hipótese de que a autoridade competente do Estado signatário verifique, com base em estudos realizados segundo critérios estabelecidos nos instrumentos, que há razões relevantes que indiquem a remoção parcial no lugar da remoção total da estrutura para sua reutilização ou reciclagem ou disposição final em terra. Neste caso, a autoridade poderá emitir uma licença especial permitindo a remoção parcial. Exemplo prático da aplicação da decisão OSPAR nº 98/03, em conjunto com as normas internacionais e inglesas sobre o tema, é o processo de descomissionamento da plataforma North Wet Hutton, pelo consórcio British Petroleum, no Mar do Norte inglês, cujo resumo encontra-se em anexo ao presente trabalho.

²⁵ OSPAR - Oslo and Paris Conventions on the pollution of the North Sea Convenção. Disponível em: <http://www.ospar.org>. Acesso em: 23/11/2006.

3.3 NORMAS INTERNACIONAIS DE CARÁTER NÃO VINCULANTES (DIRETRIZES – SOFT-LAW)

Junto a instrumentos regulatórios globais, (*hard law*), *soft law* tem um papel crescentemente importante na lei ambiental internacional. A *soft law* consiste em instrumentos não obrigatórios, tais como as declarações de conferências internacionais, recomendações e diretrizes governamentais e industriais, que podem evoluir potencialmente em padrões legais obrigatórios. Isto “denota prescrições internacionais que são consideradas como tendo falta de características necessárias das normas legais internacionais propriamente ditas, que, apesar deste fato, são capazes de produzir certos efeitos”. Desta perspectiva, a “soft law” é uma valiosa contribuição para *hard law*, particularmente como pode atrair nações emergentes de ordem pública internacional, assim ajudando a ampliar o campo de preocupação internacional legítima com assuntos de jurisdição nacional previamente exclusiva.

Importantes exemplos de *soft law* incluem a Declaração sobre Meio Ambiente Humano de Stockholm, de 1972 e a Declaração sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento do Rio, de 1992. Os instrumentos da *soft law* de relevância para atividades marítimas de E&P englobam um grupo relativamente numeroso das diretrizes e recomendações emitidas pela UNEP, instituições financeiras internacionais tais como o Banco Mundial e uma variedade de organizações não governamentais incluindo o Fórum de E&P e a União de Conservação do Mundo (IUCN).

3.3.1 Diretrizes da UNEP

Uma das primeiras instituições a considerar assuntos relacionados à E&P marítima foi a UNEP. Na verdade, a UNEP comprometeu-se com um estudo dos aspectos legais concernentes ao meio ambiente relacionado a mineração e perfuração marítima. Um Grupo de Trabalho de Peritos em Lei Ambiental foi requisitado para preparar um relatório, que foi subsequente aprovado pelo

Conselho Regulador da UNEP em maio de 1982 e submetido à Assembléia Geral das Nações Unidas. Este último recomendou aos Estados que eles considerem as Diretrizes Marítimas “ao formular a legislação nacional ou empreender negociações para a conclusão de acordos internacionais” no campo.

Dois aspectos principais das Diretrizes Marítimas deveriam ser destacados. Primeiramente, as Diretrizes são um instrumento não obrigatório similar a outros documentos análogos preparados pela UNEP. Ao contrário de, por exemplo, MARPOL 73/78, elas não têm regulamentos específicos ou padrões quantificados, mas propõe-se a fazer diretrizes gerais para serem aderidas pelos Estados em sua legislação nacional ou acordos internacionais. Em segundo lugar, o trabalho sobre as diretrizes coincidiu com o estágio final da Terceira Conferência sobre Direito Marítimo das nações Unidas. Não surpreendentemente, as Diretrizes sustentam uma marca evidente da UNCLOS de 1982 e pode ser considerada como cláusulas em desenvolvimento de seus artigos 208 e 214.

As Diretrizes declaram a obrigação geral dos Estados:

de tomar medidas preventivas, limitar, e tanto quanto possível reduzir a poluição e outros efeitos adversos no meio ambiente resultantes da exploração marítima e produção de hidrocarbonetos, e outras atividades relacionadas, dentro dos limites da jurisdição nacional.²⁶

Particularmente, os termos da conclusão 2 (1) das Diretrizes são quase idênticos a aquele do Artigo 208 (3) da UNCLOS II ao recomendar que leis nacionais, regulamentos e outras medidas relacionadas a operações marítimas deveriam ser “tão efetivas quanto as regras internacionais, padrões, práticas e procedimentos recomendados”. As Diretrizes também requerem a harmonização de leis nacionais, regulamentos e outras medidas adotadas pelos Estados, em particular no nível regional, “levando em consideração os melhores padrões e tecnologia disponíveis”. Entra outras cláusulas gerais das Diretrizes há requisitos relacionados à troca de informações legais, científicas e técnicas, a transferência de tecnologia, designação de áreas protegidas para resguardar da poluição ecossistemas importantes e habitats especiais, críticos por causa da sobrevivência de espécies da fauna e flora em extinção.

²⁶ UNCLOS United Nations Convention on the Law of the Sea. Disponível em: <http://www.unclos.com>. Acesso em: 20/11/2006.

Além das cláusulas gerais, as Diretrizes contém recomendações mais específicas concernentes à autorização de operações marítimas, avaliação ambiental e sistema de monitoramento, possível impacto ambiental transfronteirisos e procedimentos para informação e consulta, medidas de segurança, planejamento de contingência e medidas de implementação, responsabilidade e compensação.

As Diretrizes recomendam que as operações marítimas, incluindo o ato de erguer instalações, deveriam ser sujeitas à autorização prévia da autoridade nacional competente, a concessão da qual deve ser dependente de uma avaliação dos efeitos ambientais das operações propostas. A autorização deveria conter cláusulas especiais relacionadas ao meio ambiente, incluindo, inter alia, requisitos para tomar todas as medidas necessárias para assegurar a proteção da saúde pública, fauna e flora e regiões litorâneas contra derramamento, vazamento e desperdício, para remover a instalação após o término das operações a medida que isto seja justificável do ponto do vista econômico e técnico, e para reabilitar, onde apropriado, o meio ambiente.

A avaliação ambiental, exigida pelas diretrizes, tem de conter informação relacionada ao estado ecológico inicial da área das operações; métodos, instalações e outros meios a serem usados; os efeitos ambientais das operações direta ou indiretamente previsíveis a longo e curto prazo; medidas propostas para reduzir ao mínimo o risco de danos ao meio ambiente através das operações. De acordo com as Diretrizes, os operadores têm que ser solicitados pelas autoridades do Estado para medir os efeitos de suas atividades no meio ambiente e relatar sobre eles periodicamente ou a medida que for requisitado pela autoridade competente. Este último deveria estar em uma posição para observar as instalações regularmente, para aplicar as cláusulas da autorização e, se necessário, suspender ou revogar.

Direcionando o assunto de efeitos ambientais trans-fronteiriços, as diretrizes reproduzem literalmente a regra habitual de lei internacional incorporada no Princípio 21 da Declaração de Stockholm de 1972. Dessa forma, os Estados em cuja jurisdição, atividades marítimas são realizadas, são recomendados para tomar medidas evitando ao máximo, e reduzir ao mínimo nível possível, a poluição ou outros efeitos adversos no meio ambiente além dos limites de sua jurisdição. Os Estados deveriam fornecer a outros Estados potencialmente afetados, assim como órgãos internacionais competentes, com informação oportuna quando quer que haja um motivo para acreditar que as operações marítimas poderiam levar a efeitos

transfronteirisos adversos no meio ambiente. Em tais casos os Estados envolvidos devem manter sob controle consultas sobre as medidas necessárias para prevenir, combater e reduzir tais efeitos adversos.

As Diretrizes contém cláusulas relativamente detalhadas a respeito da segurança das operações marítimas. Os respectivos Estados devem assegurar que as medidas de segurança apropriadas são empreendidas com respeito ao design, construção, colocação, equipamento, marcação, operação e manutenção de instalações. Assim, no caso das atividades marítimas de hidrocarboneto, requiere-se que seja exercido controle adequado, em particular, sobre:

- a) equipamento de cabeça de poço e dispositivos de proteção incluindo equipamento de segurança contra erupções de poço;
- b) dispositivos para controlar da superfície o equipamento do fundo do mar;
- c) programas de lama e procedimentos para descida de revestimento e cimentação; e
- d) procedimentos de operação aplicáveis às instalações e suas implementações.

As Diretrizes marítimas, embora de uma natureza recomendatória, forneceu uma base para o desenvolvimento de instrumentos internacionais legalmente obrigatórios. Como será visto, o número de acordos regionais relacionados às operações marítimas que são posteriormente concluídas, especialmente aquelas patrocinadas pelo Programa Marítimo Regional da UNEP, foram em grande parte influenciadas pelas recomendações da UNEP.

3.3.2 Diretrizes do Banco Mundial

Ao lado da UNEP, que, junto com o Fórum E&P, esboçou recentemente um novo conjunto de diretrizes sobre gerenciamento ambiental, o Banco Mundial detalhou os requisitos de avaliação de impacto ambiental e critérios para proteção ambiental para setores industriais específicos, incluindo E&P marítimo. No final, as

diretrizes marítimas recentes têm estado em vigor desde 1983, elas não são muito detalhadas e são de um modo geral ultrapassadas. Por exemplo, as cláusulas a respeito do despejo de águas produzidas, que são principalmente baseadas nos padrões marítimos americanos anteriores, permitem para uma taxa de descarga média de 48 mg/l em um período de 30 dias, com a taxa de descarga diária máxima limitada a 72 mg/l. As Diretrizes também padrões para o descarga de metais pesados e restos orgânicos. Águas contendo arsênico, berílio, cromo, cobre, chumbo, níquel, vanádio, zinco e compostos fenólicos em concentrações maiores que 100 mg/l não deveriam ser descarregadas no ambiente marinho. Além disso, as Diretrizes exigem que aditivos químicos contendo mercúrio, cádmio ou compostos de estanho não deveriam ser adicionados aos fluidos de perfuração.

As recomendações a respeito de emissões atmosféricas afirmam que os despejos de poeira (isto é, grande quantidade de emissões) não poderiam o nível máximo de descarga seca de 100 mg/m³. Especificamente, eles afirmam que a média geométrica ambiental anual deveria ser menor que 100 mg/m³ com uma concentração máxima de 24h de 500 mg/m³. Similarmente, os níveis máximos de H²S não deveriam ser permitidos exceder de 5mg e os equipamentos de monitoramento e os sistemas de alarmes devem ser acertados em acordo. As Diretrizes, finalmente, requerem aos clientes limitarem a emissão de SO². Dependendo da qualidade do ar ambiente, os limites prescritos da emissão variam de 100 mg/m³ - 500 mg/m³. Como tais requisitos para a emissão de SO² são sujeitos a dois critérios independentes, a sua aplicação resulta na remoção do enxofre.

O Banco está atualmente em processo de revisão das Diretrizes e a indústria marítima de E&P tem uma grande probabilidade de encarar mudanças significativas na nova edição. O novo esboço das diretrizes terrestres, que foi recentemente emitido, por exemplo, com foco na perda de fluidos e sólidos na perfuração, água produzida e orgânicos voláteis e fixa, inter alia, novos requisitos rigorosos de despejo e emissão. Especialmente, o valor do novo limite para o descarte de águas produzidas (óleo e graxa) é de 10 mg/l.

3.3.3 Diretrizes da Indústria Petrolífera

Além das recomendações da UNEP e do Banco Mundial, a própria indústria de E&P fornece orientação para seus membros. A Associação Internacional de Empreiteiros Geofísicos (International Association of Geophysical Contractors - IAGC), por exemplo, emitiram diretrizes ambientais que tocaram nas operações marítimas. Entre os vários agrupamentos da indústria petrolífera em nível internacional é o fórum de E&P. A organização representa a indústria internacional de petróleo e gás sobre assuntos técnicos e regulatórios e tem promovido atividades para melhorar o recorde ambiental da indústria.

Como parte deste mandato, o Fórum de E&P dissemina informação sobre boa prática através do desenvolvimento de diretrizes da indústria, códigos de prática, lista de verificação e assim por diante. Alguns desses foram preparados juntamente com a União de Conservação Mundial (IUCN). Até então, as pautas têm sido preparadas sobre tópicos tais como operações em florestas tropicais, gerenciamento da sobra, desmobilização, operações em áreas de mangue e despejo de resíduos do fundo do poço. Igualmente, o Fórum de E&P publicou um guia sobre métodos para estimar emissões atmosféricas de atividades de E&P e para operações em áreas terrestres Árticas e Subárticas. Documentos de orientação sobre o despejo de água produzida e Operações Marítimas Árticas e Subárticas estão recentemente em preparação. Estes últimos estão entre os documentos mais importantes em relação a atividades marítimas de E&P. Eles objetivam estabelecer objetivos internacionalmente aceitáveis e orientação sobre proteção ambiental em áreas terrestres Árticas e Subárticas. Para esta finalidade eles introduzem requisitos para sistemas e planejamento de gerenciamento ambiental, e identificam impactos potenciais e medidas de controle ambientais. Estes incluem cláusulas sobre de despejos de restos durante as operações de exploração e produção. Por exemplo, eles exigem uma Avaliação prévia de Impacto Ambiental para o início de atividades. Do mesmo modo, eles destacam a importância do tratamento adequado da água de salmoura produzida e identificam a re-injeção como um método potencial de despejo de restos.

Recentemente o Fórum da E&P e a UNEP desenvolveram em parceria um conjunto de pautas sobre gerenciamento ambiental em E&P de petróleo e gás. As

pautas incluem uma ampla gama de assuntos tal como impactos ambientais em potencial das atividades E&P de petróleo e gás, estrutura e gerenciamento regulatórios, práticas e procedimentos operacionais. O documento fornece recomendações a respeito das medidas de proteção ambientais, e em particular abordagens tecnológicas para evitar e reduzir a poluição operacional.

Além destas pautas, o Fórum E&P emitiu pautas do Sistema de Gerenciamento Ambiental, Saúde e Segurança (HSEMS) que estão de acordo com o ISO 14000 das series do Sistema de Gerenciamento Ambiental (EMS). Estes também, demonstraram popularidade na industria internacional de E&P.

No entanto, a maior parte dos instrumentos da “soft law” identificados neste trabalho são amplamente declaratórios e qualitativos e não prescreve requisitos operacionais específicos. Por outro lado, as pautas emitidas pelas organizações tal como a UNEP, o Banco Mundial, o Fórum de E&P e a IUCN são influentes. Enquanto não legalmente obrigatórios, estes instrumentos são de importância crescente no mundo inteiro e podem potencialmente evoluir a padrões legais através de pratica nacional ou influencia a criação de padrão internacional. Alguns países, que tem falta de padrões e regulamentos específicos da indústria, especialmente fornece pela aplicação de padrões nacionais relevantes na sua legislação doméstica.

3.4 A LEGISLAÇÃO BRASILEIRA

3.4.1 Aspectos legais e jurídicos principais no Brasil

3.4.1.1 Introdução

A evolução nas inúmeras áreas de conhecimento ocorrida nas últimas décadas evidencia a capacidade humana para produzir e gerar, de maneira diversificada, bens e serviços cada vez mais sofisticados e com custos cada vez menores. Este processo, juntamente com o aumento da população mundial, trouxe

em seu bojo diversos desafios e questões de ordem sócio-econômico relacionados à poluição e degradação sistemática do meio ambiente.

A comunidade científica e parte da população mundial vêm alertando os governos dos países desenvolvidos e em desenvolvimento, empresas e os diversos atores econômicos sobre a necessidade premente de se preservar o meio ambiente, impedindo que os efeitos nocivos do desenvolvimento tecnológico e do crescimento urbano desordenado causem danos irreversíveis a sustentabilidade da vida no planeta. Nesse contexto, o direito ambiental vem sendo objeto de grande discussão, tanto no cenário nacional quanto internacional.

Em virtude da grande importância do tema, os legisladores têm procurado elaborar leis capazes de coibir a degradação indiscriminada do meio ambiente, buscando equilibrar o desenvolvimento econômico com a preservação e proteção do meio ambiente e recursos naturais e do meio ambiente, dentro da noção de desenvolvimento sustentável, uma vez que ambos são de vital importância para a preservação da qualidade e da própria vida no planeta.

No Brasil, o conceito de Direito Ambiental dado por destacados doutrinadores como o Professor Toshio Mukai contempla claramente essa vertente da intervenção do homem na natureza, a saber:

Direito ambiental é um conjunto de normas e institutos jurídicos pertencentes a vários ramos do direito reunidos por sua função instrumental para a disciplina do comportamento humano em relação ao seu meio ambiente.²⁷

O Direito Ambiental, na verdade, tem como base de partida estudos complexos que envolvem outros ramos científicos, tais como a biologia, a antropologia, as ciências sociais, princípios de direito internacional, entre outras, sendo de suma importância que se tenha uma visão global e holística fundamental para o seu desenvolvimento, pois caso contrário, a realização de estudos e conhecimentos fragmentados, sem a necessária integração sistêmica, resultariam num fracasso, não permitindo o atingimento da finalidade principal desse novel ramo do Direito, que é a proteção do meio ambiente.

O Direito Ambiental reconhece direitos próprios da natureza e elege o homem como parte integrante e dependente da natureza para existir e viver. A tutela ao

²⁷ TOSHIO Mukai apud ANTUNES, Paulo de Bessa, *Direito Ambiental*, 4. ed. Rio de Janeiro: Lúmen Júris, 2000, passim.

meio ambiente é interesse comum de toda a sociedade e o conjunto de normas legais protetivas ao meio ambiente têm sido freqüentemente promulgadas no Brasil, em linha com as mais modernas legislações existentes em outros países, não obstante sua aplicação ainda ser extremamente prejudicada pela falta de infra-estrutura e recursos por parte do Estado e dos órgãos competentes.

Na verdade, o Direito Ambiental representa, na Ciência Jurídica, segundo nos ensina o renomado professor português Canotilho, os chamados direitos de quarta geração:

São os direitos de quarta geração (...) que abrangem as suas sucessivas sedimentações históricas ao longo do tempo, perpassando os oradicionais direitos negativos, conquista da revolução liberal; os direitos de participação política, emergentes da superação democrática do Estado Liberal; os direitos positivos de natureza econômica, social e cultural (direitos sociais), constituintes da concepção social do Estado; finalmente os direitos de quarta geração, como o direito ao meio ambiente e a qualidade de vida.²⁸

O conjunto dos principais diplomas sobre o meio ambiente existente no ordenamento jurídico brasileiro, que disciplina a questão ambiental, com reflexos diretos sobre as operações de descomissionamento, é o seguinte:

- 1) a Constituição Federal de 1988, que estabeleceu, no título III - da Ordem Social - capítulo específico para regular o meio ambiente. O caput do artigo 225 preceitua: “Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”.
- 2) a Lei 6.938 de 31.08.81, que definiu o meio ambiente como “o conjunto de condições, leis, influências e interações de ordem física, química e biológica, que permite, abriga e rege a vida em todas as suas formas”, além da criação do Sistema Nacional de Meio Ambiente; dando início ao desenvolvimento do Direito Ambiental brasileiro, inserindo no ordenamento jurídico importantes definições como degradação da qualidade ambiental, poluição, poluidor e recursos ambientais, bem

²⁸ CANOTILHO, J. J. Gomes; MOREIRA, Vital. *Fundamentos da Constituição*. Coimbra: Coimbra Editora, 1991. p.93.

como instituiu um valioso mecanismo de proteção ambiental denominado “estudo prévio de impacto ambiental” (EIA) e seu respectivo relatório (RIMA);

- 3) a Lei 7.347, de 24.07.85, que instituiu como instrumento processual de defesa do meio ambiente, a ação civil pública de responsabilidade por danos causado ao meio ambiente, ao consumidor, a bens e direitos de valor artístico, estético, histórico, turístico e paisagístico
- 4) a Lei 9.605, de 12.02.98, que dispõe, de maneira mais rigorosa, sobre as sanções penais e administrativas aplicáveis às condutas lesivas ao meio ambiente e que outrora eram considerados apenas como contravenções penais, pelo Decreto-Lei n.º 3.688, de 3 de outubro de 1941- Lei de Contravenções Penais;
- 5) no âmbito da poluição marítima causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas, a Lei 9.966, de 29.04.2000, conhecida como “Lei do Óleo”, que estabelece normas complementares à Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL 73/78)
- 6) Lei 9.478/97, de de 06 de agosto de 1997, a chamada Lei do Petróleo, que criou a ANP e estabeleceu
- 7) Portarias ANP nº 114, de 25.07.01 e nº 25, de 06.03.02, que aprovaram, respectivamente, os regulamentos técnicos que definem os procedimentos a serem adotados na devolução de áreas de concessão na fase de exploração e o abandono de poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás;
- 8) Resolução CONAMA nº 23/94, de 07 de dezembro de 1994, que dispõe sobre o licenciamento das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural;

Conforme reza a Constituição Federal, o meio ambiente é um direito de natureza difusa e coletiva, um bem comum de todos, tanto dos presentes quanto das gerações futuras, portanto, o desenvolvimento e a utilização dos recursos naturais devem ser cuidadosamente planejados, pois o seu consumo desordenado e predatório acarretam danos muitas vezes irreversíveis e que colocam em risco espécies da fauna e da flora e impactam diretamente a vida humana.

3.4.2. Responsabilidade Civil Ambiental e suas particularidades

A responsabilidade civil clássica exprime a obrigação de responder por alguma coisa, revelando o dever jurídico em que se coloca a pessoa, seja em virtude de contrato, seja em face de fato ou omissão que lhe sejam imputáveis, para satisfazer a prestação convencionada ou para suportar as sanções legalmente previstas. Ela pressupõe: a) a existência de um dano, ou seja, um prejuízo a terceiro que enseja sua reparação, consistente na recomposição do status quo ante ou numa importância em dinheiro, que é a indenização; b) a culpa do autor do dano, em razão da violação do seu dever jurídico, a qual pode ser de natureza contratual (quando o dever está estabelecido num contrato) ou extracontratual (quando a violação é de um dever legal, que independe de uma relação jurídica anterior).

A Responsabilidade Civil é a que se apura para que se possa exigir a reparação civil, uma forma de sanção imposta ao agente ou responsável pelo ato ilícito. O Código Civil estabelece que aquele que, por ação ou omissão, lesar direito de outrem, está obrigado a reparar o dano.

Por sua vez, a Responsabilidade Administrativa é resultante do descumprimento e inobservância de norma da administração estabelecida em lei, regulamentos ou até em instrumentos contratuais, impondo um ônus ao contratado para com a administração pública. A responsabilidade administrativa é de natureza pessoal e independente das demais responsabilidades, todavia sua sanção nem sempre é de execução personalíssima, pois poderá transmitir-se aos sucessores do contratado, pessoas físicas ou jurídicas, como se dá com as multas e encargos tributários.

A própria administração é quem aplica as sanções pertinentes que vão de uma simples advertência à multas, interdição de atividades, até a suspensão provisória do trabalho, conforme o estatuto da classe, que desenvolve-se por meio de um processo interno, observado o chamado devido processo legal, com o direito do acusado a promover sua ampla defesa.

A responsabilidade civil, embasada na teoria da culpa, conhecida como responsabilidade subjetiva, foi substituída em matéria ambiental, pela responsabilidade civil objetiva, a qual está fundada na teoria do risco integral: qualquer fato, culposo ou não, que cause um dano, impõe ao agente as reparações,

pois este assume os riscos de sua atividade, conforme ensinam Edis Milaré²⁹ e encontra-se expressamente estabelecida na Lei de Política Nacional de Meio Ambiente – Lei 6.938, de 31.08.81.

Em matéria ambiental, a responsabilidade civil é objetiva e encontra-se expressamente estabelecida na Lei de Política Nacional de Meio Ambiente – Lei 6.938, de 31.08.81.

Na responsabilidade civil objetiva, de acordo com ensinamento de Sílvio Rodrigues:

a atitude culposa ou dolosa do agente causador do dano é de menor relevância, pois, desde que exista relação de causalidade entre o dano experimentado pela vítima e o ato do agente, surge o dever de indenizar, quer tenha este último agido ou não culposamente.³⁰

O fundamento científico da responsabilidade objetiva está embasado na teoria do risco, segundo a qual cabe o dever de indenizar àquele que exerce atividade perigosa, consubstanciando ônus de sua atividade o dever de reparar os danos por ela causados, independentemente da comprovação de culpa.

Para Sergio Cavalieri Filho:

Risco é perigo, probabilidade de dano, importando, isso, dizer que aquele que exerce uma atividade perigosa deve-lhe assumir os riscos e reparar o dano dela decorrente. A doutrina do risco pode ser, então, assim resumida: todo prejuízo deve ser atribuído ao seu autor e reparado por quem o causou, independentemente de ter ou não agido com culpa. Resolve-se o problema na relação de causalidade, dispensável qualquer juízo de valor sobre a culpa do responsável, que é aquele que materialmente causou o dano.³¹

Dessa forma, qualquer dano causado em decorrência das operações de descomissionamento (abandono) de poços de petróleo e/ou gás natural e de suas respectivas plataformas e instalações implica na responsabilidade civil do Concessionário, seja este uma empresa petrolífera individual ou integrante de um consórcio, nos termos da lei do petróleo e da legislação em geral. Ressalte-se que,

²⁹ MILARÉ, Edis. *Direito do Ambiente*. Doutrina-prática-jurisprudência-glossário, 2. ed. São Paulo: RT, 2001. P. 427 e 428.

³⁰ RODRIGUES, Sílvio. *Direito Civil*. 18. ed., Saraiva, 2002.

³¹ CAVALIERI FILHO, Sérgio. *Programa de responsabilidade civil*. 2. ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000.

por decorrer de lei, não há como a empresa ou o consórcio se eximir de sua responsabilidade via acordo privado, devendo os mesmos responderem pelo dano que tenham dado causa (nexo de causalidade).

O nexo de causalidade se constitui no fundamento ou na razão de ser da atribuição da responsabilidade a uma determinada pessoa, pelos danos ocasionados ao patrimônio ou à pessoa de outra.

Importante, igualmente, é a ocorrência do dano, que, segundo a doutrina, é o prejuízo sofrido por alguém, em consequência da violação de um seu direito. Classifica-se o dano da seguinte forma: dano patrimonial e moral (ou extrapatrimonial); material e pessoal; direto e indireto.

É dano patrimonial o prejuízo de natureza econômica, o dano diretamente suscetível de avaliação pecuniária. É moral aquele dano que não afeta o patrimônio, consistindo em dores físicas ou sofrimentos psíquicos, resultantes da violação de direitos da personalidade.

A reparação do dano extrapatrimonial não consiste propriamente numa indenização, mas numa compensação, que permita ao ofendido obter outras satisfações, que sirvam de lenitivo para o mal experimentado.

Fala-se em dano pessoal, ou à pessoa, quando é afetada a integridade físico-psíquica do lesado; fala-se em dano material, quando se atingem bens ou coisas do mundo externo.

Dano direto é aquele que é feito imediato do ato lesivo, indireto é aquele em que o fato, não tendo provocado ele mesmo o dano, desencadeia outra condição que diretamente o suscite.

Outro conceito de grande relevância em matéria de responsabilidade ambiental, diretamente vinculado à noção jurídica de dano é o de degradação ambiental que se encontra disposto na Lei nº 6.938/81, art. 3º, incisos I e II, a saber:

Para os fins previstos nesta Lei, entende-se por:

...

II - degradação da qualidade ambiental, a alteração adversa das características do meio ambiente;

III - poluição, a degradação da qualidade ambiental resultante de atividades que direta ou indiretamente:

- a) prejudiquem a saúde, a segurança e o bem-estar da população;
- b) criem condições adversas às atividades sociais e

- econômicas;
- c) afetem desfavoravelmente a biota;
- d) afetem as condições estéticas ou sanitárias do meio ambiente;
- e) lancem matérias ou energia em desacordo com os padrões ambientais estabelecidos”.

Portanto, caracteriza-se como dano ambiental qualquer alteração adversa da qualidade ambiental, sendo meramente exemplificativa a relação de eventos disposta no inciso III, do art. 3º, da Lei nº 6.938/81.

Na responsabilidade subjetiva o fundamento de tal imputação é uma atuação culposa: a violação do direito (antijuridicidade) é imputada ao agente a título de dolo ou culpa.

Na responsabilidade objetiva, consagrada pelo Direito Ambiental, o fundamento da imputação é diverso, é uma idéia de risco criado: quem exerce atividade que pode por em perigo pessoas e bens alheios, da mesma forma que auferir benefícios daí resultantes, também deve suportar os prejuízos, independentemente de ter ou não agido com culpa.

Preceitua o art. 14, § 1º, da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981: “Sem obstar a aplicação das penalidades previstas neste artigo, é o poluidor obrigado, independentemente da existência de culpa, a indenizar ou reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros, afetados por sua atividade. O Ministério Público da União e dos Estados terá legitimidade para propor ação de responsabilidade civil e criminal, por danos causados ao meio ambiente”.³²

Além da legislação ambiental, a própria Lei nº 9.478/97, a chamada Lei do Petróleo e Gás Natural, dispõe em seu artigo 28 §2, parágrafo segundo que:

Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão [para o Estado], ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.³³

Na mesma linha adotada pela legislação petrolífera, a Lei nº 6.453, de 17 de outubro de 1977, já estabelecia ao tratar da responsabilidade civil por danos nucleares. Dispõe o seu art. 4º: “Será exclusiva do operador da instalação nuclear, nos termos desta Lei, independentemente da existência de culpa, a

³² Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/Leis/L6938org.htm>. Acesso em: 20/11/2006.

³³ Disponível em http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/LEIS/L9478.htm. Acesso em: 20/11/2006

responsabilidade civil pela reparação de dano nuclear causado por acidente nuclear”. Corroborando esse pensamento, a Constituição Federal ressalta a relevância aos danos causados por atividade de exploração de energia nuclear, haja vista a notória periculosidade de empreendimentos de semelhante natureza, ao dispor sobre a responsabilidade civil por danos nucleares independentemente da existência de culpa (art. 21, inciso XXIII, alínea “c”).

Por derradeiro, no que se refere ao tema da responsabilidade civil em matéria ambiental, a Constituição Federal dispôs no seu artigo 225, parágrafos 2º e 3º:

§ 2º Aquele que explorar recursos minerais fica obrigado a recuperar o meio ambiente degradado, de acordo com solução técnica exigida pelo órgão público competente, na forma da lei.

§ 3º As condutas e atividades consideradas lesivas ao meio ambiente sujeitarão os infratores, pessoas físicas ou jurídicas, a sanções penais e administrativas, independentemente da obrigação de reparar os danos causados³⁴

Muito embora o legislador não tenha agasalhado na Lei Maior, de forma expressa, a previsão da responsabilidade objetiva em matéria de dano ambiental, a legislação infraconstitucional o fez, como já vimos acima.

Resta, pois demonstrada a preocupação do legislador brasileiro com a proteção jurídica do meio ambiente, em estreita consonância com o clamor mundial, chegando ao ponto de tratar a matéria a nível de nossa Constituição. O eminente constitucionalista José Afonso da Silva nos esclarece a respeito de tão significativo tema:

A Constituição declara que todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado. Veja-se que o objeto do direito de todos não é o meio ambiente em si, não é qualquer meio ambiente. O que é objeto do direito é o meio ambiente qualificado. O direito que todos temos é à qualidade satisfatória, o equilíbrio ecológico do meio ambiente. Essa qualidade que se converteu num bem jurídico. A isso é que a Constituição define como bem de uso comum do povo e essencial à qualidade de vida. Teremos que fazer especificações depois, mas, de um modo geral, pode-se dizer que tudo isso significa que esses atributos do meio ambiente não podem ser de apropriação privada, mesmo quando seus elementos constitutivos pertençam a particulares. Significa que o proprietário, seja pessoa

³⁴ Disponível em: <http://www.lei.adv.br/225-88.htm>. Acesso em: 20/11/2006.

pública ou particular, não pode dispor da qualidade do meio ambiente a seu bel-prazer, porque ela não integra a sua disponibilidade.³⁵

Entretanto, no setor petrolífero, reproduzindo em certa medida o mesmo status da legislação internacional, as operações de descomissionamento, no Brasil, permanece tratada por diversas normas legais, que regulam de forma parcial e nem sempre sistemática, uma questão de absoluta relevância econômica, política e social.

No campo específico da legislação que rege a exploração de recursos minerais e os contratos de concessão para a exploração e produção de petróleo e gás natural, os artigos 176 e 177 e parágrafos da Constituição Federal, ao estabelecerem que o monopólio da União Federal, determinaram que a lavra dos recursos naturais somente poderão ser efetuados mediante autorização e concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da Lei (...). Na mesma esteira, o parágrafo primeiro do artigo 177 estabelece que os contratos a serem firmados pela União deverão observar as “condições estabelecidas em Lei”.

Nesse sentido, a Lei 9478/97, de 06 de agosto de 1997, instituiu a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a ANP, como entidade autárquica especial e integrante da Administração Federal Indireta, para fins de atuar como entidade reguladora da indústria petrolífera, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A ANP é um instrumento para a implantação da Política Nacional Energética, cujos objetivos estão descritos na referida norma e incluem a proteção do meio ambiente, conforme o disposto no artigo 1º, inciso IV da referida Lei. Por sua vez, dentre suas várias competências específicas da ANP, algumas interessam diretamente as operações de descomissionamento e a responsabilidade civil ambiental, a saber: a competência para fiscalizar a execução dos contratos de concessão e as atividades integrantes da indústria do petróleo, podendo impor as sanções administrativas e pecuniárias previstas, bem como fazer cumprir com as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente.

³⁵ SILVA, José Afonso da. *Direito ambiental constitucional*. 3. ed. Rio de Janeiro: Malheiros, 2000.

Dessa forma, verifica-se que, em se tratando da preservação ambiental e das operações de descomissionamento, haverá necessárias interface e cruzamento de atribuições e competências entre os órgãos ambientais, especialmente o IBAMA e a ANP, o que evidencia a necessidade de se desenvolver normas técnicas e mesmo um regime normativo integrado e consistente, de maneira a evitarmos lacunas e superposições entre a legislação brasileira aplicável, o que poderá afetar a segurança jurídica-contratual, não obstante o quadro normativo ser expressamente cristalino quanto à aplicação do instituto da responsabilidade civil objetiva em matéria ambiental.

A Lei do Petróleo dispõe, em seu artigo 28, parágrafo segundo, sobre a obrigação do concessionário de remover, sob sua conta exclusiva, os equipamentos e bens que não sejam revertidos para a ANP e reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos públicos competentes. Nessa mesma esteira, o artigo 43, inciso VI, reforça a obrigação, estabelecendo que o contrato de concessão conterá conter a especificação das regras sobre a devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações e reversão de bens [à ANP]., o que é atendido por meio das cláusulas 3.4, 3.6, 18.5, 18.6 e 20 e dos dispositivos do anexo, denominado Procedimento Contábil.

Todavia, mesmo esse conjunto de normas, ainda que tratem do tema descomissionamento, o que é salutar e de altíssima importância, não estabeleceu detalhadamente, os princípios, normas e critérios técnicos, metodológicos, econômicos, financeiros, sociais, de segurança, jurídicos, etc que deverão nortear a elaboração, revisão, execução, monitoramento e avaliação dos resultados, bem como medidas adicionais para resolver inadimplências e desconformidades

De acordo com o modelo de Contrato de Concessão para a Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, elaborado pela ANP, o concessionário “será o único responsável civilmente pelos seus próprios atos e os de seus prepostos e sub-contratados, bem como pela reparação de todos e quaisquer danos causados pelas Operações e sua execução independentemente da existência de culpa, devendo ressarcir à ANP e à União”, bem como a terceiros.

Especificamente quanto às obrigações do concessionário relativas ao descomissionamento ou ao abandono, o Concessionário também deverá observar as chamadas Melhores Práticas da Indústria petrolífera, o que o obriga a manter-se

no estado da arte, ou seja, atualizado com as evoluções tecnológicas, operacionais e regulatórias adotadas mundialmente pelas empresas petrolíferas em suas operações e referendadas pelas diversas entidades de classe e comunidade acadêmica, com a finalidade de buscar a conservação dos reservatórios petrolíferos, a segurança e para a proteção do meio ambiente, incluindo nesse conceito outros recursos naturais porventura existentes, tais como o ar, o solo, a água da superfície e da subsuperfície. Aponta Paulo Bessa Antunes, reproduzindo a Portaria que o Concessionário obriga-se, portanto:

a preservar o meio ambiente e proteger o equilíbrio do ecossistema na Área da Concessão, a evitar a ocorrência de danos e prejuízos à fauna, à flora e aos recursos naturais, a atentar para a segurança das pessoas e animais, a respeitar o patrimônio histórico-cultural, e a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes, inclusive quanto ao abandono de poço, cujo regulamento técnico foi estabelecido pela Portaria nº 25, de 06 de março de 2002 da ANP.³⁶

Comenta ainda, Paulo Bessa Antunes que, ao seu ver e de maneira geral:

os contratos de concessão são extremamente genéricos no que diz respeito à observação e respeito à legislação ambiental e das obrigações delas resultantes. Adotou-se um modelo que, na prática, deixou todas as questões ambientais para o campo regulatório, excluindo-as do âmbito contratual. (...) A principal desvantagem, seja para o contratante seja para o meio ambiente é que as exigências ambientais a serem implementadas ao longo do contrato não ficam, desde logo, estabelecidas. Irão variar de acordo com os humores daqueles que, em determinado momento, exercerem as funções regulatórias ambientais.³⁷

Não obstante ser o concessionário responsável objetivamente, segundo as normas legais e contratuais em vigor, a reparar todos os danos e prejuízos ao meio ambiente e a terceiros, que resultarem das operações, inclusive daquelas referentes ao descomissionamento, preocupa-nos o fato de que para o descomissionamento, as normas técnicas emitidas pela ANP, por meio de portaria, as obrigações genéricas previstas no contrato e na legislação federal, somadas as discussões sobre a aplicação e extensão das convenções internacionais acabam por gerar um

³⁶ TOSHIO Mukai apud ANTUNES, Paulo de Bessa. Op. cit., passim.

³⁷ TOSHIO Mukai apud ANTUNES. Ibid., passim.

quadro normativo que ainda se encontra incompleto e necessita ser desenvolvido com a devida atenção, em todas suas vertentes, já que o mesmo tal como se encontra ainda poderá dar margem a discussões, aplicações inconsistentes e interpretações divergentes ou mesmo conflitantes pelos órgãos competentes, concessionários e as diversas instâncias do poderes públicos, já que a competência em matéria ambiental é concorrente entre a União, estados e municípios, com reflexos preocupantes para a sociedade e o seu interesse em desenvolver a atividade econômica, de maneira sustentável, preservando os recursos naturais, o meio ambiente e a qualidade de vida.

Nesse sentido, ressalta Bessa, ao se referir a Resolução CONAMA nº 23/94, de 07 de dezembro de 1994, que trata do licenciamento das atividades da indústria petrolífera:

verifica-se que a legislação brasileira específica sobre licenciamento ambiental das atividades da indústria do petróleo ainda é inadequada e incapaz de responder muitas das questões e problemas práticos enfrentados tanto pelos órgãos ambientais competentes como pelos empreendedores.³⁸

O artigo 6º, inciso III, da referida Resolução estabelece que os órgãos ambientais competentes poderão utilizar, para a emissão da licença de operação do empreendimento, o chamado projeto de controle ambiental (PCA), o qual deverá conter os projetos executivos de minimização dos impactos ambientais avaliados nas fases da licença prévia para perfuração, licença prévia de produção para pesquisa e licença de instalação, com sua respectiva documentação. A licença de operação autoriza o início da operação do empreendimento ou das unidades, instalações e sistemas integrantes da atividade, na área de interesse.

Dentre outras imperfeições, lembra ainda o festejado autor que a cláusula que estabelece o conjunto de responsabilidades, no contrato de concessão, relativamente a danos causados a terceiros e ao meio ambiente, terá a validade somente entre o concessionário e a ANP, “não sendo oponível, por exemplo, ao Ministério Público”, na hipótese de ser ajuizada uma ação civil pública, seja em face do concessionário, da ANP e ou da União Federal.

³⁸ TOSHIO Mukai apud ANTUNES. *Ibid.*, passim.

4 CRITÉRIOS PARA UMA LEGISLAÇÃO DE DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

4.1 A NECESSIDADE DE CONSOLIDAR A LEGISLAÇÃO BRASILEIRA APLICÁVEL AO DESCOMISSIONAMENTO, EM PARTICULAR DE PLATAFORMAS E INSTALAÇÕES MARÍTIMAS

A complexidade técnica, o risco potencial ao meio ambiente e à segurança dos trabalhadores e das comunidades costeiras, os custos envolvidos e o impacto social-econômico das operações de descomissionamento de plataformas e instalações marítimas justificam a necessidade de uma regulamentação consolidada e sistematizada no direito brasileiro. Diversos diplomas legais, nacionais e estrangeiros, de níveis hierárquicos distintos, normas, diretrizes, procedimentos e orientações de entidades representativas, de caráter não vinculante (*soft law*), bem como o contrato de concessão firmado entre a ANP, em representação da União Federal, e as empresas petrolíferas dispõem sobre a matéria em diferentes níveis e vertentes sem, contudo dar-lhe um tratamento sistemático, harmônico e orgânico, fixando claramente e de maneira conjunta e integrada os papéis e competências dos diversos órgãos públicos que são responsáveis pela matéria, os requisitos técnicos, os aspectos financeiros, os direitos e deveres das partes, considerando os interesses do Estado e da sociedade, os princípios constitucionais de proteção ao meio ambiente, ao ecossistema, recursos naturais, patrimônio histórico-cultural e demais direitos difusos e coletivos.

Ainda que as normas legais e contratuais em vigor no Brasil estabeleçam critérios técnicos emitidos pela ANP, para o descomissionamento (Portarias nº 114/01, de 25.07.01, e nº 25/02, de 06.03.02), sanções administrativas, pecuniárias e penais para os delitos ambientais, as operações de descomissionamento e sua execução deveriam ser objeto de regras organizadas e consolidadas que contemplassem o seu planejamento, implementação, controle e monitoramento e avaliação de seus resultados, segundo os interesses do Estado, dos agentes econômicos, da comunidade científica e da sociedade. Nesse sentido, a própria seleção, utilização avaliação e fiscalização da metodologia a ser utilizada pelo concessionário deveria ter seus parâmetros técnicos, econômicos e jurídicos

definidos no referido instrumento legal que ora se propugna.

Por certo, a atribuição de implementar as normas de caráter operativo do descomissionamento, que faz parte da fase de produção do contrato de concessão, deve ser exercida conjunta e compartilhadamente entre os diversos órgãos públicos competentes, sob a liderança da ANP, considerando suas atribuições legais definidas na Lei do Petróleo. Os diversos órgãos públicos poderiam formar um “comitê de descomissionamento”, no âmbito do qual necessariamente atuariam em conjunto, de forma ordenada, segundo regras comuns e dentro do marco legal consolidado para o descomissionamento. O citado comitê deveria concentrar a emissão de toda as licenças e autorizações necessárias, bem como acompanhar junto ao concessionário todas as fases do processo de descomissionamento, de maneira a evitar ou, pelo menos mitigar, que uma operação de significativa complexidade técnica, alto custo financeiro e social possa ser objeto de interrupções, intervenções de diferentes autoridades, requisitos normativos conflitantes, que apenas geram incertezas jurídicas, custos relevantes e agravam o risco em sua execução. Uma operação de descomissionamento envolve questões técnicas da área marítima, petrolífera, proteção ao meio ambiente e ecossistema, segurança e saúde do trabalhador e das populações costeiras, impactos para o Estado (e suas políticas energética, econômica, social e internacional), concessionário, comunidade local, demais agentes econômicos e sociais que integram ou não a cadeia da indústria petrolífera, sociedade em geral e até mesmo outros países costeiros limítrofes.

Uma legislação brasileira sobre abandono deve cobrir os seguintes aspectos:

1. definição dos critérios, parâmetros técnicos do descomissionamento, total ou parcial, de poços, plataformas, instalações e equipamentos petrolíferos utilizados na produção de petróleo e gás natural e seu respectivo acondicionamento, transporte e disposição final, tanto em áreas marítimas como terrestres.
2. adoção, como norma geral, dos critérios IMO, em conjunto com outros critérios não vinculantes, como as que preceituam que as plataformas de até 4 mil toneladas e em profundidades de até 55 m devem ser totalmente removidas;

3. Incorporar, como regra geral, a remoção completa e banimento de descarte das plataformas e instalações marítimas, incluindo a remoção completa da rede de dutos, com a necessária flexibilização, em razão da realidade brasileira, em linha com as recomendações da OSPAR e as diretrizes orientadoras emitidas pelo DTI britânico para descomissionamento;
4. Considerando as orientações e diretrizes da OSPAR, do DTI e de outras entidades internacionais, mas observando como preceito geral as limitações da Diretrizes IMO, estabelecer os critério, em caráter excepcional, para a remoção parcial ou mesmo o afundamento e permanência das partes destacáveis das plataformas e instalações marítimas de produção, com a destinação específica e de acordo com um programa estabelecido e regulamentado de criação de arrecifes artificiais. A exceção seria aplicada apenas às partes destacáveis, que seriam utilizadas no programa de arrecifes artificiais, posto que sendo a plataforma indicada para o descomissionamento total, a permanência de parte não destacável ou o seu afundamento se constituiria em flagrante descumprimento das diretrizes IMO e normas internacionais.
5. Estabelecer quais devem ser os princípios, requisitos e normas gerais comuns, a serem observadas em qualquer metodologia e procedimentos técnicos de descomissionamento a serem empregadas, pelo concessionário, para as fases do processo de descomissionamento. Também, deverá estabelecer os critérios, forma e periodicidade de seu monitoramento e fiscalização pela autoridade competente. As metodologias apresentadas pelos concessionários deveriam obedecer tais padrões Os concessionários elaborarão e executarão suas próprias metodologias e procedimentos, as quais deverão observar os requisitos legais e as melhores práticas internacionais, dentro de um marco regulatório consistente;
6. Estabelecer e regulamentar os mecanismos de garantia e financiamento para o cumprimento do programa de descomissionamento, estipulando preferencialmente a criação de um fundo de descomissionamento, que seria gerenciado de forma compartilhada pelo Comitê de Descomissionamento e os

concessionários, a qual poderia ser complementado por outras alternativas, tais como seguro-caução, conta bancária de garantia, cartas de garantia, garantias corporativas e outros instrumentos utilizados no mercado internacional, considerando que a responsabilidade de reparar e indenizar dos concessionário e seus sucessores os eventuais danos ocorridos é objetiva, regulamentando os padrões e condições gerais dessas outras modalidades de garantia.

7. Fixar as penalidades e sanções administrativas, bem como criar ou rever, na legislação já existente, os tipos penais específicos que digam respeito ao descumprimento, parcial ou total, do programa de descomissionamento, em consonância com o tratamento dado aos delitos ambientais ou contra patrimônio histórico-cultural e demais infrações contra bens e direitos de caráter coletivo e difuso, em consonância com os dispositivos já existentes na legislação penal ambiental e que regula outros direitos difusos e coletivos, com políticas públicas de incentivos fiscais que estimulasse a criação e implementação de indústrias reaproveitamento, acondicionamento e beneficiamento dos resíduos e materiais removidos com programa de treinamento e educação ambiental para a população local.
8. Estabelecer critérios, requisitos e os termos de um programa para reciclagem, reaproveitamento, descarte e utilização final das partes removidas.

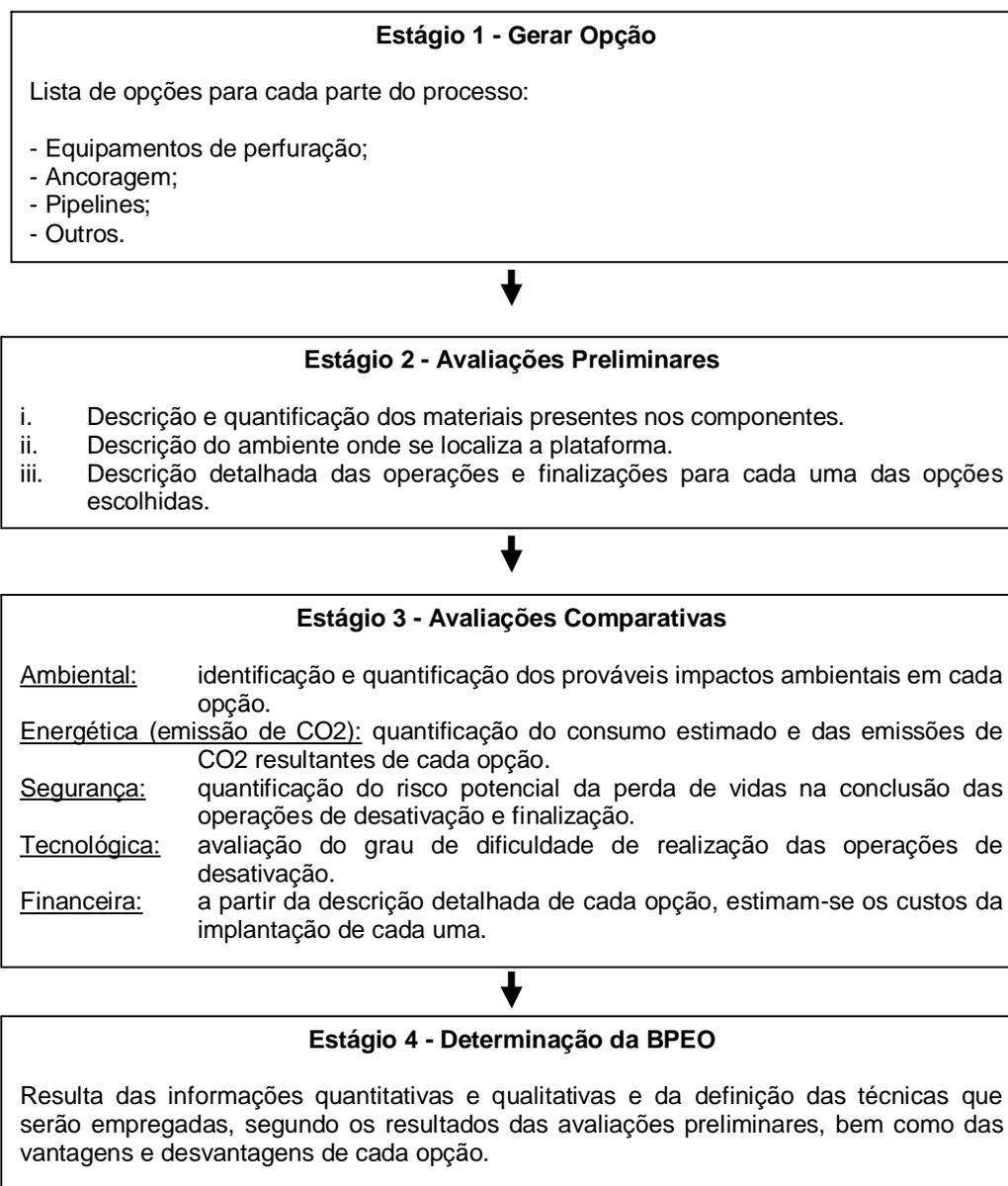
Adicionalmente, o modelo de contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural seria revisto, com o objetivo de detalhar seus dispositivos sobre descomissionamento, adequando-se assim ao novo marco legal.

4.2. METODOLOGIA PARA O DESCOMISSIONAMENTO

Como contribuição ao processo de discussão de uma metodologia para o descomissionamento, trazemos, como exemplo, a metodologia citada por

Luczinski³⁹, a qual foi desenvolvida pela empresa petrolífera AGIP (Azienda Generale Italiana Petroli), subsidiária da empresa estatal italiana ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) para o campo de Balmoral no Mar do Norte, a 225 km NE de Aberdeen. Esta metodologia foi desenvolvida com base na Best Practicable Environmental Option - BPEO e pode ser observada no Diagrama 1, seguinte:

Diagrama 1 – Procedimento Best Practicable Environmental Option⁴⁰
(Campo de Balmoral, UK - AGIP)



³⁹ Linzi Linzi et alli, 2000 apud, LUCZYNSKI, op. cit.

⁴⁰ Linzi Linzi et alli, 2000 apud, Ibid.

Na sua primeira fase ou estágio, observa-se que o programa de descomissionamento estabelece que serão objeto de remoção total todos os equipamentos e infra-estrutura que integram a plataforma marítima, inclusive os dutos de processamento e transporte devem ser totalmente removidos, não obstante o critério de remoção total quanto parcial das diretrizes da IMO. Os sistemas e equipamentos de ancoragem, de perfuração, manutenção e limpeza também serão removidos do local de produção. Na segunda fase ou estágio, estabelece-se a destinação final para cada equipamento removido, atendidos os critérios de impacto ambiental zero ou mínimo, bem como se realiza a análise dos parâmetros ambientais que serão observados no local onde está se processando o descomissionamento, de forma a minimizar eventuais impactos ao meio ambiente marinho. Durante o terceiro estágio são realizadas cinco avaliações:

- 1) ambiental: que deve identificar, qualificar e quantificar os impactos ambientais resultantes da adoção ou não de cada uma das técnicas de descomissionamento, tanto para equipamentos e infra-estrutura, quanto para a plataforma, seja em partes ou no todo;
- 2) energética: quantifica as emissões e as quantidades de energia utilizadas em todas as etapas do descomissionamento;
- 3) segurança: trata dos riscos de acidentes de trabalho e equipamentos durante as operações de desativação e remoção da plataforma e instalações;
- 4) tecnológica: avalia a aplicabilidade de cada uma das opções escolhidas de desativação, remoção ou lacramento de poços e;
- 5) econômico-financeira: realizada os estudos de viabilidade econômico-financeira das operações de descomissionamento. A última fase ou estágio, o quarto, é o que trata da aplicação da BPEO, devendo refletir todo o processo anterior, respeitadas as características ambientais do local onde se executa o programa de descomissionamento da plataforma e instalações marítimas.

No Brasil, a maior parte da atividade de exploração e produção marítima se efetua em águas profundas (acima de 1,000m de lâmina d'água) e ultra-profundas (acima de 3,000m de lâmina d'água) e se utiliza de instalações e plataformas flutuantes. Segundo dados de 2003 da ANP, havia 105 plataformas e instalações marítimas na costa brasileira. Também dados do mesmo ano, há 706 poços produtores no mar e estima-se que os custos e complexidade maiores se darão na parte de recuperação e limpeza do site de produção do que na própria remoção das instalações em si.

Com certeza, há a necessidade de se estabelecer critérios técnicos, econômicos e jurídicos diferenciados para as duas áreas, uma vez que os custos e riscos em águas ultra-profundas seriam ainda cercados de incertezas. Por outro lado, em águas rasas, as plataformas estão concentradas no Nordeste e operam em profundidades de até 100 metros.

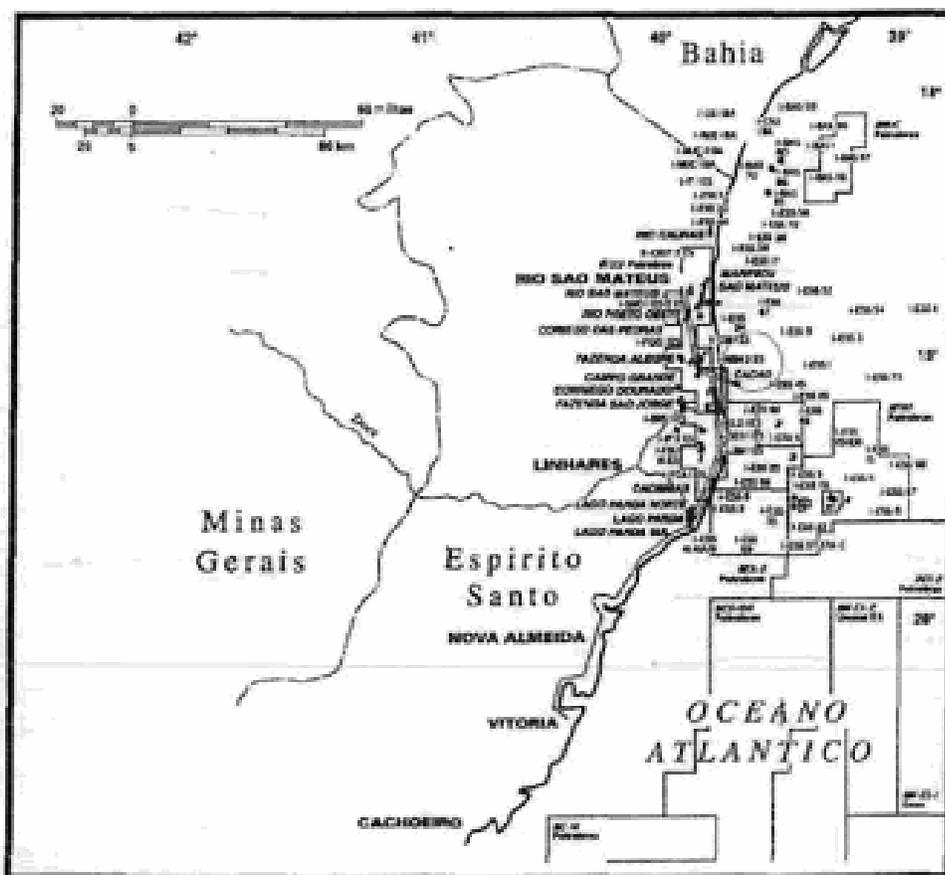
Estima-se que, em pouco mais de vinte anos, 61 plataformas fixas deverão ser removidas totalmente no Brasil e elas estão localizadas nas bacias do Nordeste, Potiguar e de Campos, se adotados as diretrizes IMO e a tendência mundial, muito embora estas normas e alguns países aceitem a remoção parcial e a execução dos programas de arrecifes naturais. Além da criação de arrecifes, há tecnicamente outras opções, tais como reaproveitamento em outro local de produção, bases para geração de energia eólica ou solar, base para rede de gás natural e criação de terminal pesqueiro, das quais a utilização como terminal parece ser a menos gravosa para o meio ambiente e com menor potencial poluidor, entretanto a sua utilização para esta finalidade teria de ser realizada considerando as normas IMO.

A Tabela 4.1 mostra as plataformas marítimas da Petrobras que provavelmente serão descomissionadas, com remoção total, nos próximos vinte anos segundo as diretrizes da IMO, muito embora a remoção total não invalida o aproveitamento das partes destacáveis em um programa de arrecifes artificiais, como parte do processo de recomposição e recuperação ambiental. Constituiria violação às normas da IMO, caso o programa de arrecifes fosse uma alternativa à remoção total da plataforma e instalações e não apenas uma opção para as partes destacáveis das mesmas. Todas estas opções podem ser enquadradas no critério de BPEO, acima, o qual deverá observar a legislação brasileira aplicável e considerar as características particulares do país. (Tabela 8)

Tabela 8 – Abandonos prováveis nos próximos vinte anos⁴¹

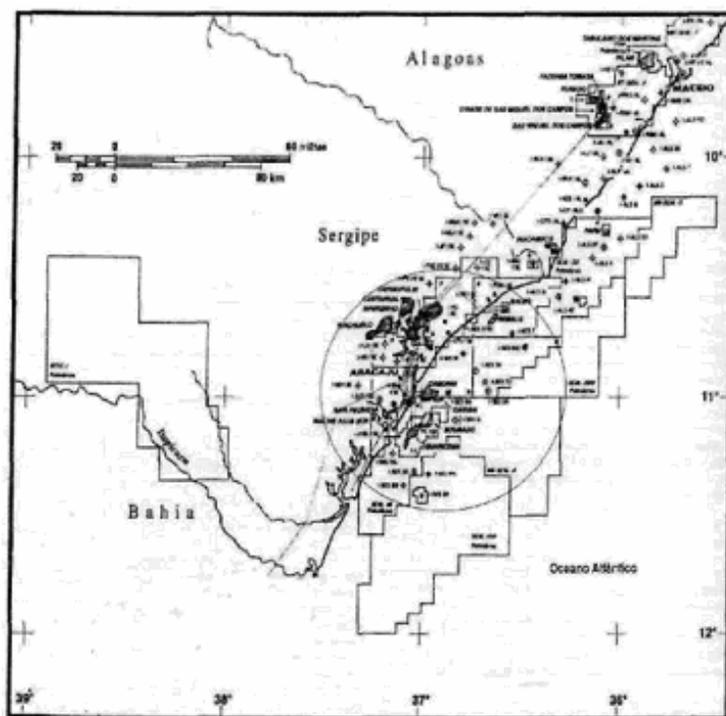
Abandonos prováveis nos próximos vinte anos				
Bacia	Em 5 anos	Em 10 anos	Em 15 anos	Em 20 anos
Campos	Cacao			
Costa NE	Curima	Camorim	Guaricema	Caioba
	Caioba	Dourado		
		Espada		
		Robalo		
Potiguar	Ubarana		Agulha	

Mapa 2 - Detalhe da Bacia de Campos

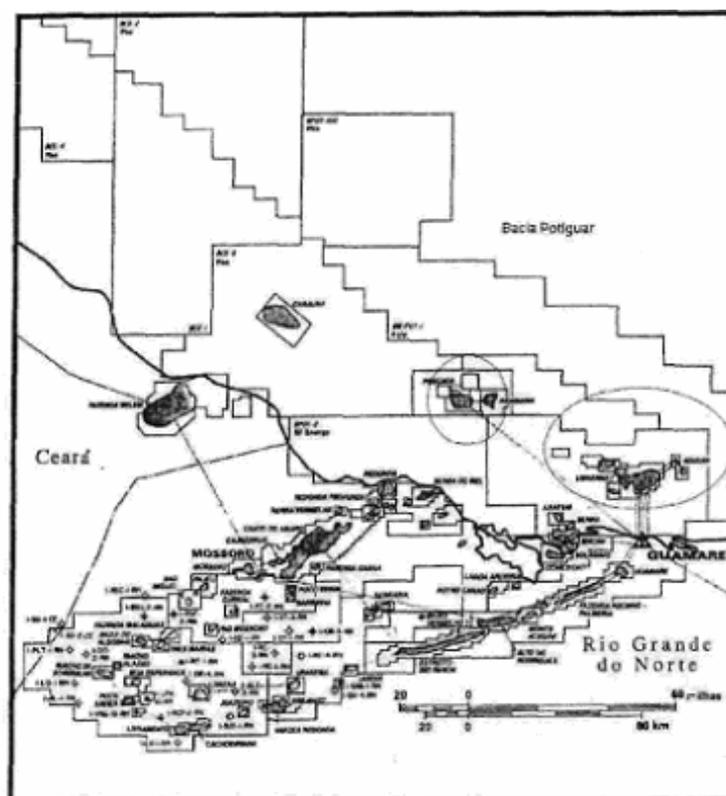


⁴¹ Disponível em: www.petrobras.com.br. Acesso em: 28/11/2006.

Mapa 3 – Detalhe da Bacia Sergipe-Alagoas



Mapa 4 – Detalhe da Bacia Potiguar



5 CONCLUSÃO

Ao longo do presente trabalho, tentou-se demonstrar que o descomissionamento de plataformas e instalações utilizadas para a exploração e produção petróleo e gás natural em ambiente marinho é tema complexo e que pode causar impactos ambientais severos, que afetam os ecossistemas marinho e adjacentes ao mar, bem como trazem conseqüências diretas à comunidades costeiras e à sociedade em em geral. Vimos que a legislação brasileira referente à matéria, na obstante significativos avanços, não trata do assunto, de forma consolidada e sistemática, carecendo de normas específicas que definam os principais aspectos e requisitos técnicos, definindo papéis dos agentes econômicos e integrando e complementando as distintas atribuições dos órgãos públicos competentes. Descomissionamento é uma operação que abrange questões ambientais, jurídicas, políticas, sociais, financeiras, econômicas e tecnológicas, tornado-o um processo por si só complexo.

Com a concentração, no Brasil, das atividades petrolíferas em sua plataforma continental, cuja a profundidade vai de dezenas de metros a milhares de metros, abrangendo águas rasas, profundas.e ultra-profundas e considerando que os projetos vêm se incrementando após a abertura do setor petrolífero a partir de 1997, com a edição da nova Lei do Petróleo, o tema do descomissionamento adquire grande relevância. A experiência internacional deve ser analisada comparativamente, a fim de que possamos desenvolver normas próprias, que considerem as necessidades e características de nossa realidade, mas sem distanciarmos das questões e tendências mundiais.

Sabe-se que o Brasil, por ser signatário de conveções internacionais e integrante da IMO, deverá fazer a remoção total das plataformas que operam em profundidades de até 55 m e possuem peso de até 4 mil toneladas. Já as plataformas que excedam estas medidas poderão ser parcialmente removidas. Estes critérios, assim definidos, levam a quase totalidade das plataformas que operam no NE brasileiro a serem removidas. Viu-se, na Tabela 5.4, que todas as plataformas fixas das Bacias NE e Potiguar serão abandonadas, acrescidas de mais duas da bacia de Campos, totalizando sessenta e duas plataformas (62). Mesmo nos países onde o descomissionamento se encontra mais desenvolvido, os custos totais dos

programas de descomissionamento são elevados e diversas questões significativas permanecem sem solução ou parcialmente resolvidas. No Brasil a falta de experiências concretas e principalmente a falta de uma legislação que regulamente, de maneira consolidada, todas as vertentes do tema podem gerar diversos problemas de grande importância.

No que tange à nossa proposta de legislação, defendemos que a ação inicial seja a adoção de uma norma legal específica para regular sistematicamente a elaboração e execução das operações de descomissionamento, estabelecendo, dentre outros pontos as questões relativas à desativação e ao destino final das plataformas e instalações marítimas removidas total ou parcialmente. Essa legislação deverá se basear nas normas internacionais em vigor, nas diretrizes e orientações emanadas de entidades especializadas e nas legislações dos países que já regulam o tema, entretanto deverá levar em consideração as normas legais já existentes, de forma a compatibilizá-la com o sistema jurídico brasileiro, bem como com a realidade operacional da indústria petrolífera nacional. Devemos evitar a todo custo, a simples importação de modelos e normas já prontas, as quais na maioria das vezes acabam não se enquadrando no sistema vigente no país, o que ocasiona o surgimento de incongruências, lacunas e incompatibilidades de ordem legal, que acabam por afetar a estabilidade e a segurança jurídicas, com efeitos negativos sobre os projetos e a atividade econômica.

Além disso, no campo técnico, esse processo de elaboração normativa deverá contemplar a avaliação das metodologias e técnicas empregadas em outros países, que sejam reconhecidamente efetivas, seja no tratamento da poluição seja na remediação do meio ambiente marinho, a fim de se verificar a possibilidade de sua adoção no Brasil, com as necessárias adaptações ou mesmo o desenvolvimento de novas metodologias, caso se conclua pela sua inaplicabilidade ao cenário brasileiro. Este é o caso, por exemplo, da criação de arrecifes artificiais, ainda utilizada largamente nos Estados Unidos e defendida por vários agentes para a recomposição da fauna marinha. Muito embora já tenhamos experiências concretas no Brasil (Rio Grande do Norte e Paraná) com arrecifes artificiais, há questões que devem ser avaliadas pela comunidade científica, já que tais estruturas criam e acabam incorporando ao meio ambiente uma nova fauna, cujos impactos sobre o seu equilíbrio ainda necessitam ser avaliados com mais profundidade. O assunto deveria ser tratado na nova legislação, com o estabelecimento de comitês técnicos,

formados por especialistas das diversas ciências ligadas ao meio ambiente.

Igualmente a legislação deverá fixar (ou ajustar as já existentes) as sanções e penalidades administrativas e penais, não só de natureza pecuniária, mas também penalidades que estabeleçam a prestação de serviços e financiamento das atividades de recomposição do meio ambiente e econômicas que sejam afetadas pelas execução das operações de descomissionamento, em estreita articulação com as sanções em vigor sobre a poluição por óleo já previstas em outras legislações em vigor no Brasil.

Sem prejuízo da responsabilidade administrativa, civil e penal ambiental, pode se discutir a criação de fundo específico para financiamento de programas de descomissionamento e sua execução, bem como para a prevenção e tratamento contra a poluição derivada de tais operações e outros prejuízos à saúde e segurança dos trabalhadores e comunidades costeiras. Além disso, estabelecer princípio e condições gerais para outras formas de garantia, previstas no contrato de concessão, de forma a dar maior transparência e segurança jurídica ao tratamento do tema.

5.1 COMENTÁRIOS FINAIS

Diferentemente de outros países, o Brasil ainda dispõe de prazo para consolidar e desenvolver sua legislação para tratar com a questão do descomissionamento de plataformas e instalações marítimas, sem prejuízo da aplicação das normas já existentes nesse período. No exterior, a experiência sobre legislação e tecnologia de abandono foi adquirida ao longo de um processo de tentativas e erros, com muitos fatos positivos mais também com situações e impactos negativos importantes. A partir da experiência internacional, pode-se e deve-se desenvolver nossas normas, de forma a elegermos as alternativas que consigam atender aos principais aspectos já discutidos, mas buscando sempre preservar os princípio do desenvolvimento sustentável e os interesses nacionais.

Obviamente, para se tratar da remoção e destino final das plataformas e instalações é necessário criar uma legislação específica que verse sobre todos os aspectos crucias do descomissionamento, a qual deverá estar em linha com a

legislação ambiental, petrolífera e geral em vigor, propugnando a criação de uma estrutura institucional e legal para os programas de descomissionamento no segmento petrolífero, em consonância com as normas internacionais e as melhores práticas adotadas mundialmente, devidamente adaptadas e complementadas para a realidade brasileira.

Sabemos de nossas limitações pessoais e de tempo, para abordar um problema tão complexo e que necessitaria de aprofundamento e mais recursos para nossa pesquisa, entretanto é importante frisar que não existe uma única resposta ou alternativa para a questão do descomissionamento. Esperamos que esta modesta contribuição possa servir de subsídios para outros atores, autoridades, organizações empresariais, terceiro setor, comunidade acadêmica e representantes da sociedade em geral e esperamos, numa próxima oportunidade, prosseguir nossos estudos e aprofundar o tema, como se faz necessário. Na realidade, uma questão complexa como esta não pode ser resolvida a partir das sugestões deste trabalho, sendo certo entender que, antes de mais nada o problema do descomissionamento deve ser objeto de discussão e ser enfrentado na sua dimensões jurídica, técnica, ambiental, política, social e econômica. Esta é apenas mais uma simples contribuição para que a questão seja amplamente debatida e abordada por todos as pessoas e entidades acima citadas. Pretende-se que numa etapa posterior, venhamos a conseguir abranger outros aspectos sobre o tema que porventura não exploradas neste trabalho, todavia entendemos que o seu objetivo principal que é o de promover o debate e sugerir uma abordagem inicial foi atingido.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil, art. 225. Disponível em: <http://www.lei.adv.br/225-88.htm>. Acesso em: 20/11/2006>.

BRASIL. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/Leis/L6938org.htm>. Acesso em: 20/11/2006.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. <http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em: 20/11/2006.

BRITISH PETROLEUM. Disponível em: <<http://www.Infield.com>> e <<http://www.bp.com/worldenergy/downloads/index.htm>>. Acesso em: 10/11/2006.

CANOTILHO, J. J. Gomes; MOREIRA, Vital. Fundamentos da Constituição. Coimbra: Coimbra Editora, 1991.

CAVALIERI FILHO, Sérgio. Programa de responsabilidade civil. 2. ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000.

CONVENÇÃO DE GENEBRA SOBRE O MAR TERRITORIAL E ZONA CONTÍGUA, de 1958, Art 2º (4).

FERREIRA, Doneivan F. e SUSLICK, Saul B. Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations: Economic and Fiscal Issues, Editora Komedi, 2005.

LUCZYNSKI. Estanislau. Os condicionantes para o abandono de plataformas offshore após o encerramento da produção. 2002. 219 f. Dissertação (Pós-graduação) – Universidade de São Paulo, São Paulo. 2002.

MILARÉ, Edis. Direito do Ambiente. Doutrina-prática-jurisprudência-glossário, 2. ed. São Paulo: RT, 2001.

OSPAR - Oslo and Paris Conventions on the pollution of the North Sea Convenção). Disponível em: <<http://www.ospar.org>>. Acesso em: 23/11/2006.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Direito do Petróleo: As Joint Ventures na Indústria do Petróleo, Renovar, 2003.

RODRIGUES, Silvio. Direito Civil. 18. ed., Saraiva, 2002.

SILVA, José Afonso da. Direito ambiental constitucional. 3. ed. Rio de Janeiro: Malheiros, 2000.

TIPOS DE PLATAFORMAS. Disponível em: [http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/português/plataforma/pla_tipo_plataforma .htm](http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/português/plataforma/pla_tipo_plataforma.htm). Acesso em: 29/11/2006.

TOSHIO Mukai apud ANTUNES, Paulo de Bessa, Direito Ambiental, 4. ed. Rio de Janeiro: Lúmen Júris, 2000.

UNCLOS - United Nations Convention on the Law of the Sea. Disponível em: <http://www.unclos.com>. Acesso em: 20/11/2006.

ANEXOS



**North West Hutton
Decommissioning
Programme**

7th February 2006

2 Executive Summary

2.1 Introduction and Recommendations

The North West Hutton field, in Block 211/27a of the United Kingdom area of the North Sea, officially ceased production on 1st January 2003 and is being prepared for decommissioning. The North West Hutton installation is a large, steel jacket platform, located 130km north east of the Shetland Islands in a water depth of some 140m and is a typical example of the platforms designed in the late 70's and installed in the early 80's. The installation comprises a steel jacket support structure, and drilling template fixed to the seabed, on which sit the various topsides modules which were required to operate the platform safely.

Prior to cessation of production (COP) a range of studies confirmed that there are no further commercial oil and gas opportunities or alternative uses for the platform at its present location.



Photographs courtesy of Charles Hodge, Lowestoft, Norfolk

Figure 2.1: Photograph of the North West Hutton platform

A Decommissioning Programme has therefore been prepared by the North West Hutton owners (Table 2.1) and the following summarises the recommendations for decommissioning the field:

- The topsides should be totally removed and returned to shore for reuse, recycling or disposal. (Figure 2.4)
- The steel jacket should be removed down to the top of the footings and returned to shore for re-use or recycling.
- The jacket footings should remain in place. This is the lower part of the jacket including the piles which fix the structure to the seabed. (Figure 2.5)
- The drill cuttings pile should be left in place on the seabed. These are the rock cuttings brought to the surface during drilling operations.
- The 10" gas import pipeline should be left in place as it is already trenched and buried and the 20" oil export pipeline should be trenched and buried. Pipeline ancillary and protective equipment should be removed.

These recommendations are based on a comparative assessment of all options, involving some 50 external studies.

An Independent Review Group of six environmental experts and engineers from the UK, Norway and Germany has verified that the assessment process and studies were comprehensive and objective.

A stakeholder consultation process has gathered views from a wide range of organisations and individuals during 2003 and 2004 and these have also been taken into consideration in arriving at the recommendations.

The North West Hutton owners believe that these recommendations provide the most balanced solution for North West Hutton, taking account of the safety, environmental, social, technical and economic aspects of various options studied.

During the comparative assessment study and stakeholder consultation processes, certain critical factors emerged for each of the main elements to be decommissioned which had a major influence on the final recommendations:

Topsides – Technical Feasibility and Safety Risk

- Various removal methods are possible but reverse installation is considered to be the preferred option as offshore deconstruction would involve higher safety risk and single lift technology is not yet available.
- The removal operations will be technically challenging and will require detailed planning and rigorous management to ensure that these activities can be completed safely.

Jacket – Safety Risk, Technical Feasibility and Social Impact

- The three options studied are all technically challenging – full removal, removal to top of footings and partial removal of footings to the top of the drill cuttings pile.
- Significant differentiator between these options has been the analysis of safety risk. Full or partial removal of the jacket footings would involve an unacceptable level of safety risk, particularly for the divers who would be required for key parts of the operation, notably a greatly increased risk of a fatality – a 1 in 7 chance (14%), of someone being killed during full removal operations (13% for partial removal of the footings) compared to a 1 in 20 chance (5%) for removal to the top of the footings. The levels of risk for full removal are compared with oil and gas operations and other industries in Figure 2.6.
- Studies undertaken by a Danish engineering consultant have shown that the risk of project failure for partial and full footings removal was 70% and 45% respectively, due to high levels of technical risk. These are considered to be unacceptably high compared with removal to the top of the footings which is 23%. (See Figure 2.2)
- Leaving the footings in place and partial removal would present a potential snagging risk for trawling and would result in the continued exclusion of a small area of the seabed for fishing activities. Measures will be required to minimise this risk.

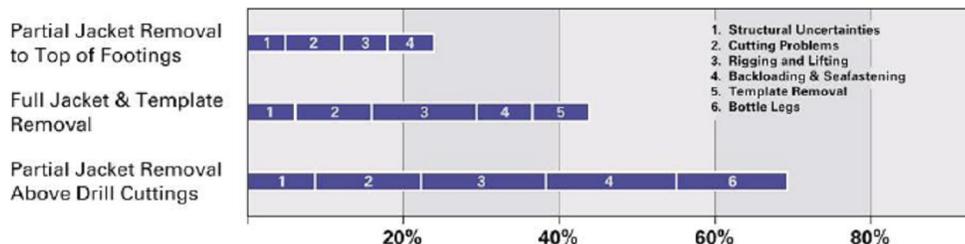


Figure 2.2: Probability of project failure. *COWI: Removal of the North West Hutton Jacket Quantitative Comparative Assessment 2004.*

Drill Cuttings Pile – Environmental and Social Impacts

- The option which provides the least environmental impact is to leave the pile in place to allow the seabed to recover naturally.
- There would be disproportionate resource usage and environmental impact associated with operations to move or remove the pile.
- Any such operation is likely to result in contamination of areas of the seabed which have already recovered.
- The seabed in the area is very stable and the pile will remain for a long period but with minimal environmental impact.
- Recovery to shore would ultimately involve the use of valuable landfill capacity.

Pipelines - Technical Feasibility and Social Impact

- Trenching and burying is the best solution as it achieves a similar outcome to total removal but with lower operational safety risk, and energy use and minimises risk to other sea users.

The critical factors identified above for the topsides, jacket, drill cuttings pile and pipelines recommendations are discussed in more detail later in this Executive Summary and in the full decommissioning programme.

Decommissioning Programmes

The decommissioning programme contains separate programmes for each set of notices served under Section 29 of the Petroleum Act 1998 (Table 1.1, Section 1) for the North West Hutton facilities. The Decommissioning Programmes are as follows:

Programme 1: Platform and Associated Equipment

- North West Hutton topsides.
- North West Hutton jacket and drilling template.
- Drill cuttings pile present on the seabed at the base of the jacket.

Programme 2: Pipeline PL 147

- 10" gas import pipeline (PL 147) from the Ninian Tee to North West Hutton and associated pipeline support equipment on North West Hutton. This also includes the SSIV umbilical.

Programme 3: Pipeline PL 148

- 20" oil export pipeline (PL 148) from North West Hutton up to the Cormorant 'A' tie-in and associated pipeline support equipment on North West Hutton.

The Apparatus and riser on the Cormorant Alpha platform relating to PL 148 will form part of the decommissioning programme for the Cormorant Alpha.

The North West Hutton Decommissioning Programme is set out in accordance with the DTI Guidance Notes for Industry, 'Decommissioning of Offshore Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998' in order to clearly present the reasoning and activities involved in these programmes. This document incorporates and presents the three decommissioning programmes as one, which is permitted by the guidelines. Section 29 of the Act identifies those parties liable for decommissioning, and the companies liable for the three separate programmes are listed in Section 1 of the programme.

The platform is operated by Amoco (U.K.) Exploration Company, on behalf of Amoco U.K Petroleum Limited, a subsidiary of BP plc, and here-after will be referred to as BP throughout this Decommissioning Programme. BP operates the field on behalf of the owners with whom the decommissioning responsibility lies.

Field Owners	Percentage
Amoco U.K. Petroleum Limited	25.8
CIECO Exploration and Production (UK) Limited	25.8
Enterprise Oil U.K. Limited	28.4
Mobil North Sea Limited.	20.0

Table 2.1: North West Hutton field owners

2.2 Background Information

2.2.1 Environmental Setting

The field is located in the northern North Sea 130km north east of the Shetland Islands. The water depth is 144m and the weather conditions can be extreme especially in winter. The marine environment of the North West Hutton field is typical of large areas of the northern North Sea. Marine mammals have been sighted in the area and a variety of seabirds use the area for feeding and breeding particularly in May and June. There are no designated conservation areas of vulnerable species in the area. The coral "Lophelia pertusa" grows opportunistically on the subsea jacket structure, which is protected under the EC Habitat Directive. But the presence of Lophelia does not affect the decommissioning outcome for the jacket because it is opportunistic.



Figure 2.3: Location of North West Hutton.

Fishing is the only other significant commercial activity undertaken in the area. The area is classified as of "moderate" economic value for fishing activity, and the level of fishing effort is generally moderate compared with other areas of the North Sea. Commercial shipping traffic also uses the area although the majority is directly associated with oil and gas activity.

2.2.2 Facilities to be Decommissioned

The North West Hutton platform is an integrated oil and gas drilling, production processing and accommodation facility. It is fairly typical of the larger, steel platforms designed in the late 1970's and installed in the early 1980's.

Topsides

The North West Hutton topsides are constructed from individual modules and components, see Figure 2.4. A total of 22 "heavy" lifts were required to install the modules on the support structure and the total weight of the topsides is about 20,000 tonnes. Over 97% of the weight of the topsides comprises carbon steel used for the structure and the processing equipment.

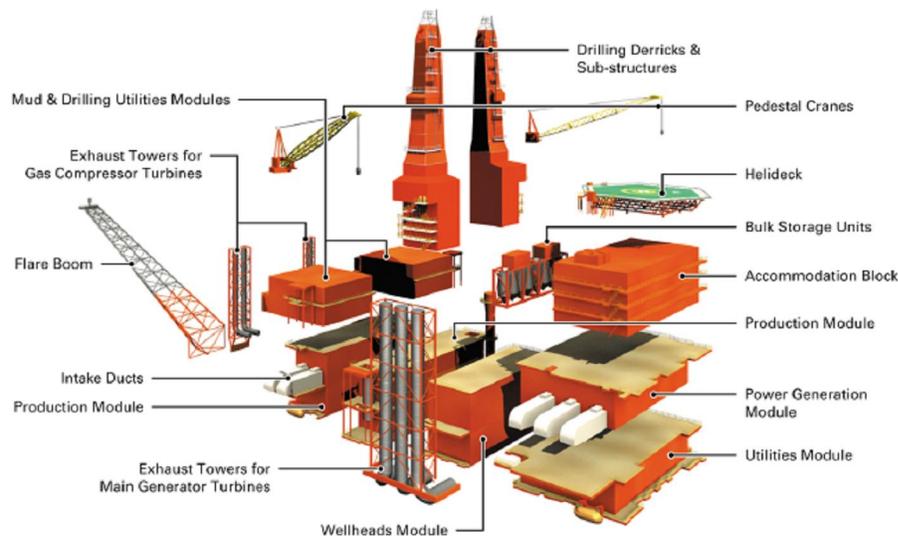


Figure 2.4: Computer generated diagram of the main components of the topsides on North West Hutton showing the modular construction.

Executive Summary

Section 2

Jacket

The main support structure, or jacket, is an eight-legged structure weighing about 17,500 tonnes, including the weight of the piles, see Figure 2.5. The jacket was launched from a barge and fixed to the seabed using steel piles. Before the jacket was positioned in the field, a steel template weighing about 290 tonnes was fixed on the seabed and this enabled seven wells to be drilled prior to installation of the platform. The template is now considered to be an integral part of the jacket.

The lower part of the jacket - the "footings" - extends to about 40m above the seabed; it comprises very large diameter (5.5m) legs, bracings and piles which together account for about 50% of the total weight of the jacket.

During installation in 1981 some of the members on the lowest level of the jacket were damaged in a storm. Repairs were subsequently made to make the jacket safe for operations, and this resulted in the accumulation of about 100 tonnes of cement grout around the base of the legs.

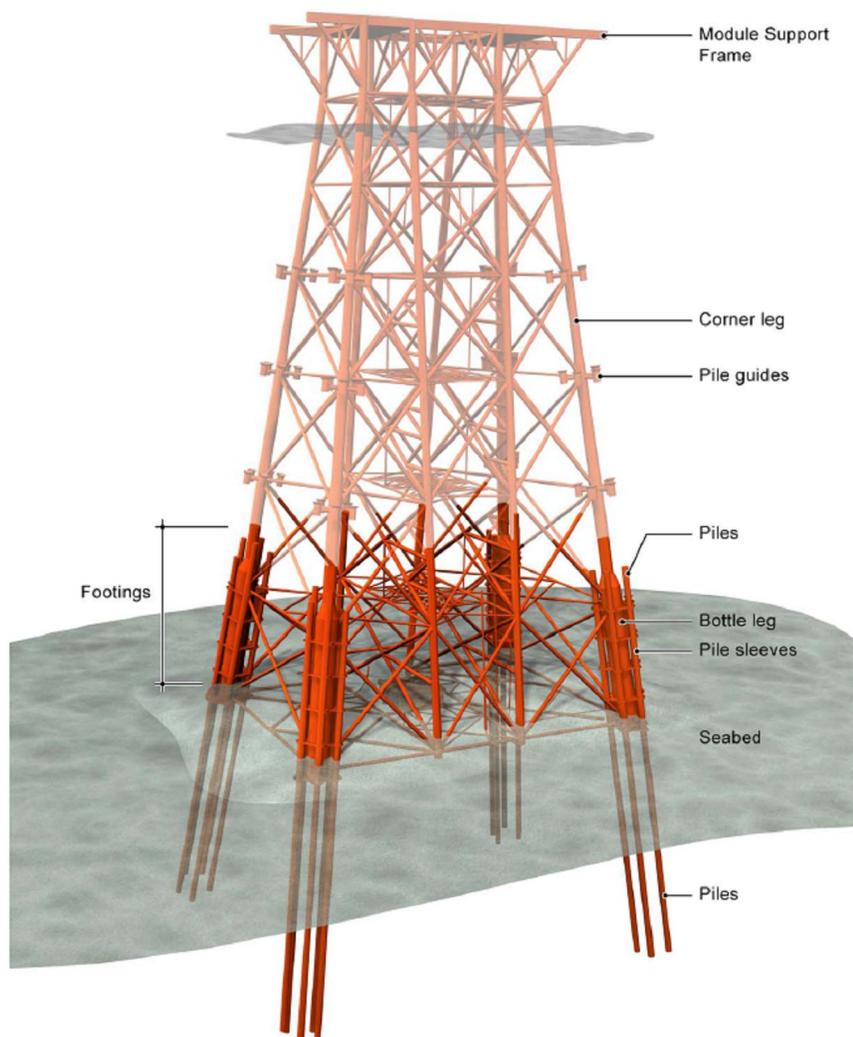


Figure 2.5: Computer graphic of the main components of the North West Hutton jacket

Pipelines

The Decommissioning Programme covers two pipelines, one used for oil export and the other used for gas import. Both pipelines are constructed of steel and covered with a protective coating of coal tar epoxy. The outer layer comprises a concrete coating used to protect and also weight the pipeline. Both pipelines are protected from corrosion by sacrificial anodes. At various locations along each pipeline, concrete mattresses are used to support and protect certain areas such as the crossing of another pipeline.

The 10" gas pipeline (PL 147) is approximately 13km in length and was originally used to export gas to the gas transportation system which lies to the south of North West Hutton. In 1994, it was disconnected and connected to the Ninian field gas export line, so that North West Hutton could import gas for use as fuel. The pipeline was trenched to a depth of 0.45m below the seabed at the time of installation. The line is currently fully trenched along 100% of its length and buried along approximately 73% of its length.

The 20" oil pipeline (PL 148), jointly owned with the Hutton field, was used to export oil and natural gas liquid (NGL) from the North West Hutton field to Cormorant Alpha which lies approximately 13km to the west. The oil pipeline has not been trenched and lies on the seabed.

Drill Cuttings Pile

The rock "cuttings" resulting from the drilling operations have accumulated on the seabed around the base of the jacket to form a drill cuttings "pile". During the period of development drilling on North West Hutton between 1982 and 1992, the approved and licensed disposal method for these cuttings was to discharge them onto the seabed after cleaning. The pile currently has a maximum depth of 5.5m in the centre and rapidly thins to approximately 1.5m around the jacket legs. The pile actually extends to between 20m and 70m beyond the jacket legs. The pile has a surface area of approximately 0.02km² and consists predominantly of rock (48%) and seawater (45%); the remaining material comprises the oil used in the drilling fluid together with small amounts of other chemicals used in the drilling operations. The total volume of the pile including the seawater is approximately 30,000m³.

2.3 Principles Used to Assess Decommissioning Options

2.3.1 Introduction

The North West Hutton owners used a thorough screening and evaluation process to arrive at the recommended option for decommissioning the North West Hutton facilities. This was designed to assess the technical, safety, environmental, financial and societal impacts for all the decommissioning options.

2.3.2 Legal Requirements

The decommissioning of disused offshore installations is governed under UK law by the Petroleum Act 1998. The DTI's Guidance Notes for Industry on the Decommissioning of Offshore Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998 also incorporates the UK's international obligations relating to the disposal of offshore installations which fall under the OSPAR conventions.

OSPAR Decision 98/3 requires that all installations be completely removed to be re-used, recycled or disposed of on land. A base case of total removal is therefore the starting point of all evaluations and assessments for the decommissioning of the North West Hutton facilities. However, OSPAR Decision 98/3 allows a potential "derogation", which is an exemption from the general presumption of total removal for all or part of the "footings" of steel installations weighing more than 10,000 tonnes, and placed in the maritime area before 9th February 1999.

The DTI's Decommissioning Guidance Notes state that the decommissioning programme should be consistent with international obligations and take into consideration:

- the precautionary principle
- best available techniques and best environmental practice
- waste hierarchy principles
- other users of the sea
- health and safety law
- proportionality
- cost effectiveness

2.3.3 Method and Evaluation Process

Studies Undertaken

The North West Hutton owners commissioned a wide range of detailed studies to fully understand all aspects of the project. A list of all study references is published in Section 20 of the full Decommissioning Programme. The studies were designed around five key assessment criteria namely:

- **Technical** feasibility of implementing the operations;
- **Safety** of all personnel involved in the decommissioning activities both offshore and onshore;
- **Environmental** impact of all activities at the offshore location and also the onshore dismantling and disposal site;
- **Societal** impact on users of the sea, businesses and communities with the potential to be impacted by the decommissioning activity; and
- **Financial** requirements of the work programme.

Each of the studies was scoped to provide key information related to one or more of the above evaluation criteria.

Each of the studies was implemented by a variety of external contractors, consultants and other specialists and resulted in the decommissioning recommendations presented for North West Hutton. The range of studies completed can be categorised as follows:

- Studies to identify alternatives to decommissioning, or uses for the platform either in the current location or other locations that align with the intent of the waste hierarchy.
- Removal studies to evaluate the full removal of the North West Hutton platform and all associated material to achieve a clear seabed.
- Research projects and joint industry projects to better define and understand areas of decommissioning generally acknowledged as problematic.
- Comparative assessment studies to describe and compare the alternative options in line with the requirements of the Petroleum Act (1998) and where applicable, OSPAR Decision 98/3.

Assurance

To ensure that the study findings are independent and objective, the North West Hutton owners invited an international group of engineers and scientists to review all the studies. The Independent Review Group (IRG) has assessed each of the comparative assessment studies for adequacy of scope, clarity, completeness, methodology, relevance and objectivity of conclusions.

The IRG review was completed in April 2004 and a report has been published by the group which is included in Section 20 and is available on the North West Hutton public website. Amongst other main conclusions, the report states that:

"The scope of studies undertaken was sufficiently comprehensive, their quality was satisfactory and they provide an adequate basis for the comparative assessment process".

Further details of the IRG terms of reference and conclusions are given in Sections 12 and 20.

Risk Tolerability

The safety risk for decommissioning options was evaluated through the use of quantitative risk assessment (QRA) techniques which provided a numerical evaluation of the risks. The numerical estimates utilise risks expressed in terms of each worker's or individual's risk on an annual basis. An individual's risk is defined as the likelihood that a specific individual will be harmed due to exposure to specific hazards. The summation of each individual's risk gives the overall Potential for Loss of Life (PLL) which estimates the collective risk to all workers involved in removal operations.

For example if a single individual has a risk of 1×10^{-3} per year (or 1 in 1000 per year) then out of 1000 employees with a similar risk there will be one fatality in any single year. The PLL in this example would be 1 (or 100%) assuming continuous working.

Executive Summary

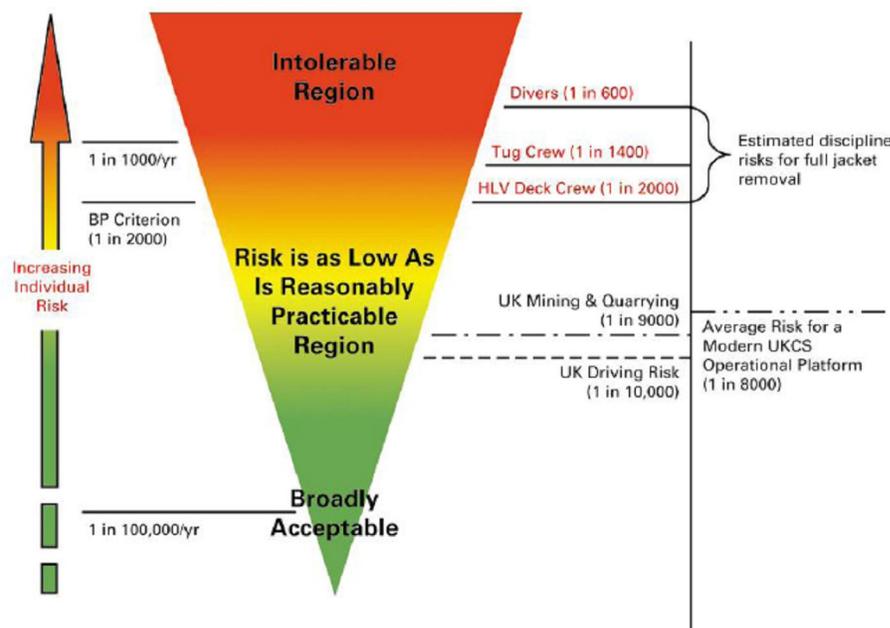
Section 2

PLL and Individual Risk Per Annum (IRPA) are directly linked in terms of the number of people involved and also the time spent undertaking the project activities.

The risk is a combination of the likelihood of a hazardous event occurring, the likelihood that someone will be present when the event occurs and the likelihood that the specific person will be fatally injured by the effect of the event.

The legislative criteria for acceptability of risk to personnel is that the risk of fatality for an individual shall not be greater than 1×10^{-3} per year (1 in 1000) and shall be as low as is reasonably practicable (ALARP). ALARP is simply a demonstration that all reasonably practicable measures have been taken to reduce risks from each of the identified hazards and that nothing more can be done to reduce risks further.

The BP criterion for acceptability of risk is that the risk of fatality for an individual shall not be greater than 5×10^{-4} per year (1 in 2000).



Figure

2.6: ALARP triangle, which compares levels of risk for a sample of individuals involved in the full jacket removal against other industry and social risks.

The additional hazards and uncertainties involved in removal of the footings contribute to the high individual risk values for full jacket removal. A number of these hazards i.e. grout removal and damage to the structure are not prevalent with removal of the upper jacket section and hence individual risks associated with partial removal are reduced. It is also likely that divers will only be required for footings removal and hence this high risk is not a factor in partial removal.

Whereas the individual risks are lower for partial removal, certain workers will still carry relatively high levels of risk as significant hazards remain with the removal of the upper jacket sections. The Deck Crew for example has a predicted individual risk of fatality of 1 in 2600 for partial removal against 1 in 2000 for full removal. It should be born in mind however that individual risks are presented on an annual basis which partially explains the similarity in the figures.

This difference in individual risk between the two options when combined with the differing durations of the two options combines to give the overall significant difference in the probability of fatalities between the full and partial jacket removal options. See Section 2.4.3 for further details.

Evaluation of Impacts

A summary of the criteria and their acceptability levels is shown in Table 2.2; the evaluations are a combination of qualitative and quantitative impacts. These criteria were used for the evaluation of options for the jacket, drill cuttings and pipelines.

Risk Factors	Nature	Acceptable	Marginal	Unacceptable
Safety of personnel	Mainly Quantitative	A region of low risk – broadly acceptable region. Risks in this area are generally regarded as insignificant and adequately controlled. IRPA is well within the recognised threshold of 1 in 1000	A region of intermediate risk, a tolerable region where people are prepared to tolerate the risk to secure the benefits. IRPA is around the recognised threshold of 1 in 1000.	A region of high risk - region considered unacceptable whatever the level of benefit associated with the activity. IRPA is above the recognised threshold of 1 in 1000.
Impacts on the environment	Quantitative/Qualitative	The proposed operations may provide a benefit, no change or at worst negligible environmental impacts.	The proposed operations cause some, possibly significant, environmental disturbance that is localised and of short duration.	The proposed operations cause significant environmental disturbance that is widespread and/or long-lasting
Impacts on society	Mainly Qualitative	There are tangible positive benefits, or possibly no discernible negative impacts.	The proposed operations may result in small impacts.	There is potential for significant negative impact.
Technical	Mainly Qualitative	Equipment and techniques are known and have a track record of success.	Equipment and techniques have a limited track record or require development.	Equipment and techniques have no track record.
Economic	Quantitative	Cost is important but is not used as a prime differentiator. It is included for completeness and as a measure of proportionality when considering the other four criteria.		

Table 2.2: Summary of criteria and acceptability levels for options for decommissioning the jacket.

2.4 Assessment of Decommissioning Options

2.4.1 Alternative Use and Re-use of the Facilities

Studies evaluating the potential re-use of all or part of the North West Hutton facilities in the present location show that there are no feasible alternatives to decommissioning. This is primarily due to the remote northern location and extreme weather conditions. Possible re-use of the platform at another location is not feasible due to the age and condition of the equipment and if the equipment was disconnected and moved there is no guarantee it would function satisfactorily. Studies also show that there are no viable commercial opportunities in support of other oil and gas activities in the area. In the absence of such opportunities the only alternative is to consider decommissioning the facility. Re-use of parts of the facility will be pursued as an alternative to recycling.

2.4.2 Topsides Decommissioning

OSPAR Decision 98/3 requires that the topsides of all installations will be returned to shore for re-use or recycling or final disposal on land. The North West Hutton topsides studies therefore examined methods of removal using the five evaluation criteria as the means of comparison. The removal methods studied were:

- Offshore deconstruction (piece-small removal).
- Reverse installation.
- Single lift.

The preferred method, based primarily on the safety, and technical criteria, is reverse installation (Section 7.3).

The studies indicate that removal of the topsides by reverse installation is feasible. All components of the topsides will be returned to shore for re-use, recycling or disposal. This will involve 22 lifts up to a maximum lift of 2,800 tonnes. The studies indicate that the operation will be technically challenging but achievable, and the environmental assessment does not identify any major risks. The safety assessment indicates that this aspect of the project carries significant risks to personnel both offshore and at the onshore decommissioning site.

A number of hazards are predicted which may expose key disciplines to potentially high levels of individual risk. However, unlike jacket removal which involves a high degree of uncertainty and technical challenge, the ability to thoroughly assess the topsides modules prior to lifting may provide opportunities to eliminate or reduce the impact of these hazards further, thereby reducing overall risk.

The analysis undertaken includes an estimated 6 months preparatory work phase involving high manning levels to prepare for module removal. This preparatory phase, though not high risk, significantly contributes to the overall risk through exposure to normal offshore risks e.g. helicopter travel.

The significant number of personnel involved combined with an extended timescale for removal results in a relatively high level of risk for topsides removal. Opportunities to reduce the overall exposure time to individuals will also reduce the removal risk.

The overall risk of a fatality occurring during operations to remove and re-use or recycle the topsides is estimated to be around 9.6% or a 1 in 10 chance of a fatality during the project.

This assessment of safety risk indicates that whilst feasible, all activities associated with topsides removal will require rigorous design, assessment and management to ensure that risk to personnel is minimised.

Recommendation: The North West Hutton topsides should be totally removed and returned to shore for re-use, recycling or disposal.

2.4.3 Jacket Decommissioning

The drill cuttings and jacket have been evaluated separately in the comparative assessments to ensure each was considered on its own merits. This is a major factor in the jacket study work, because most of the drill cuttings would have to be removed to gain access to the base of the footings, seabed brace members and the template for complete jacket removal.

The North West Hutton jacket is the largest fixed steel, offshore oil and gas structure that has been considered for decommissioning anywhere in the world to date. A wide range of study work was implemented and the overall purpose was to:

- identify all of the currently available techniques, and the potential new techniques, for jacket removal; and
- assess the technical, safety, environmental, societal and cost implications of removing the North West Hutton jacket with the preferred technique.



Photographs courtesy of Charles Hodge, Lowestoft, Norfolk
Figure 2.7: Photographs of the North West Hutton Jacket

Techniques for Removal of the Jacket

Three main techniques for removal of the jacket were identified and evaluated, as follows:

Reverse Installation and Single Lift

These two methods would involve removal of the entire jacket by buoyancy methods or a purpose-built vessel. No equipment to implement such operations currently exists. Studies have shown that the damage sustained during the installation of the platform has left the jacket unable to withstand the forces that would be imparted by such a removal technique. The size of the jacket, the presence of the excess grout from the installation difficulties and the severe and unpredictable weather of the remote location of North West Hutton are also problematic and are not best suited to the first use of a major new technique.

Offshore Deconstruction

This method would involve the major use of underwater cutting techniques and large offshore cranes, similar to those used for the topsides removal, to remove the jacket in sections. Offshore deconstruction has been used before but proved highly complex. It is not directly comparable with the technique of reverse installation to be used for the topsides, and is a considerable extrapolation from any work previously undertaken.

Overall, the studies indicate that offshore deconstruction is the most feasible and viable method for jacket removal. This method therefore formed the basis for comparison of the jacket removal options. This does not preclude other methods coming forward in the future.

Jacket Removal Operations

The study work evaluated in detail all aspects of the offshore deconstruction operations required for full removal of the jacket. The operations are theoretically achievable and utilise existing technologies, but no equipment to handle, cut and lift the components the size of the North West Hutton jacket is currently available. The deconstruction activity would involve the progressive cutting and removal of the jacket, starting at the surface and gradually working downwards. At least 20 lifts weighing up to 3,000 tonnes would be required. The largest jacket removal to date, involved three major lifts.

The base of the jacket was severely damaged by a storm during its installation and as a result of this damage there is also a large quantity of excess grout around the base of the four legs, and in particular Leg B1.

These technical considerations led to the comparative assessment of three options for the decommissioning of the North West Hutton jacket. These options were developed during the course of the work and were suggested by the Independent Review Group (IRG) and supported by the DTI. The presumption remains that of clear seabed, but the three options selected were:

- . • Total jacket and template removal to provide a clear seabed.
- . • Removal of all jacket components down to the top of the drill cuttings pile.
- . • Removal of all jacket components down to the top of the footings.

Comparative Assessment

The study focus was on the full removal of the jacket. A significant number of potential major hazards were identified by the studies and the main areas of concern were:

- . • Reliability of subsea cutting and rigging technology particularly for critical cuts immediately prior to the lift and the large leg cuts.
- . • Dropped loads.
- . • Falling objects during all aspects of operations.
- . • Transfer of the irregular loads to moving barges offshore, and securing activities of this scale.
- . • The likely requirement for the use of divers in major deconstruction activities.
- . • Onshore demolition and dismantling.

These activities are similar for the full and partial removal options although there are major variations, such as cutting through the large diameter legs ("bottle legs"), and these were included in the studies. Each bottle leg is approximately 5.5m in diameter and has five piles, each with a diameter of 1.5m This allowed the three options to be compared in detail to fully understand the implications of each. The results of the studies are presented in the Table 2.3 using the safety, environmental, societal, technical and economic evaluation criteria as the basis for the comparison.

Summary of Jacket and Footings Options		Jacket and Footings Removal	Jacket and Footings Partial Removal	Jacket Removal to - 100m
Safety	Probability of Loss of Life Number of Lost Time Injuries (LTI)	14% 16	13% 15	5% 6
Environment	GHG CO2 E Tonnes Total Energy requirement GJ Footprint km2 Persistence years	42,000 520,000 None None	44,000 568,000 <0.01 >500 years	38,000 559,000 <0.01 >500 years
Societal	Impact on Fisheries UK Employment Impact Man/years	None 196	No go fishing area not studied	No go fishing area 66
Technical	Technical risk of failure	45% Damage to footings Cutting/rigging difficulty and complexity	70% Cutting bottles is high technical risk	23% Cutting/rigging difficulty and complexity
Economics	Cost	See Section 13 for Cost Information		

Table 2.3: Summary of jacket and footings decommissioning options.

Option - Jacket and Footings Partial Removal down to Top of Drill Cuttings

This option is similar in safety and environmental exposure to that of the full removal option; see the similarity of data for these criteria in table 2.3. However the partial removal option does not leave a clear seabed and the site would remain an obstruction for fishing, which is the main societal impact. Parts of the structure that remain would still protrude out of the drill cuttings up to a height of 10 metres above the seabed, as this is the lowest level at which it is feasible to cut the large bottle legs, due to the stiffening and braces at the lower levels. The technical challenge is significant for this option, and as can be seen from the table the risk of project failure is predicted by an independent report as 70%. This is higher than the complete removal option at 45%. This is also reflected in the costs which are higher for partial removal than the complete removal option.

Comparing this partial removal option with that of the removal of the jacket down to the top of the footings shows that for removal to the top of the footings there is less safety and environmental risk. The fishing obstruction remains, but that is the same for both the options. Technically and financially removal to the top of the footings is better, as it has a much lower risk of project failure at 23%.

To summarise, the partial removal option is less favourable than the complete removal option as there is a higher technical risk and it does not remove the obstruction to fishing. It is less favourable than removal to the top of the footings option because there is a much higher safety and technical risk, and the two options are similar with regard to fishing.

This option is therefore eliminated from further consideration. The two options of full jacket and footings removal and removal of the jacket to the top of the footings, i.e. derogation, are now considered further.

Comparison of Total Jacket Removal and Removal to the Top of the Footings

The risk of project failure was determined by an independent consultant from Denmark. The conclusion was that there was a much greater risk of project failure that is, severe difficulties in completing the work, cost and schedule over-runs, for the complete removal (45%) than the removal to the top of the footings (23%). The figure used in BP to define a serious over-run, or 'project failure' is 15%. These figures clearly show that all activity associated with the removal of the jacket entails high levels of technical risk, but that work on the footings is significantly more difficult.

Such risks are considered unacceptable in terms of industry and BP standards. Even allowing for reasonable improvements from mitigation measures, the risks remain high. A significant proportion of the risk is attributable to removal of the lower-most components due to existing damage and the large accumulations of grout around the legs. This combination of damage and excess grout around the legs is not normal and is a significant factor in the removal operation.

It is also likely that divers would be needed to assess the damage for feasibility of lifting some components and to remove some grout for safety reasons, i.e. the grout is liable to fall during lifting with the risk of injury to personnel.

Executive Summary

Section 2

The other technical risks that have been discussed qualitatively above, are quantified in the 45% and 23% figures. These are the increased difficulty of cutting and rigging at the greater depths of the footings and transferring these loads to the transportation barges. All the above technical difficulties are reflected in the costs, where full removal is about twice the cost of removal to the top of the footings.

More importantly these technical risks are reflected in the safety exposure for the two options. The calculated Potential Loss of Life (PLL) is estimated as 14% (1 in 7 chance of a fatality during a project) and 5% (1 in 20 chance), for total removal and removal to the top of the footings respectively. The number of accidents, referred to as a Lost Time Incident (LTI), for the two options is calculated as 16 and 6 respectively. This is the number of potential serious accidents that would mean personnel were not able to return to work for at least three days. This is almost a three-fold increase in the safety risk associated with footings removal, which is a very significant increase in the risk of someone being killed. See Figure 2.6 for further risk of fatality analysis for this option.

On a like for like basis, North West Hutton as an operational production platform with major hydrocarbon hazards, operated with approximately one quarter of the fatality risk associated with jacket removal.

It should be noted that the use of analytical methods in determining the risk of fatalities tends to underestimate, rather than overestimate, the risk to personnel. This is evident in the fact that fatalities have occurred in several decommissioning projects to date.

The studies do not identify any significant environmental hazards and the CO₂ emissions and energy use balance are broadly similar for the two options. This is because the extra energy used for removing and recycling a greater proportion of the steel (i.e. jacket and footings removal) is offset by the indirect energy cost of leaving steel on the seabed (jacket removal to -100m), and the theoretical need therefore to manufacture new steel to replace recyclable steel left on the seabed.

Neither option would hinder free passage of ships so all collision risk is eliminated. Leaving the footings on the seabed would present an obstruction to commercial fishing operations in the area, but would not affect the overall available catch. The possibility of fishing equipment becoming snagged on the structure which remains on the seabed is recognised, but the probability that such an event would occur, given the mitigation measures that would be in place, is considered to be low. These mitigation measures will be the subject of consultation with relevant fishing organisations and are expected to include the use of guard vessels during decommissioning operations and the updating of Kingfisher Information Service bulletins and the FishSafe database to ensure that a change of designation from 'installation' to 'obstruction' is effectively communicated.

On the basis of the above factors, the assessment indicates that the level of risk associated with the removal of the footings is not proportional to the benefits. An almost three-fold increase in the risk of a fatality during the operations to remove and dispose of the footings is deemed unacceptable. The complexity and risk of removing the footings of a large structure is acknowledged by OSPAR Decision 98/3 for jackets weighing over 10,000 tonnes. The recommendation is therefore to leave the footings of the North West Hutton jacket in place.

Recommendation: The North West Hutton jacket should be removed down to the top of the footings (Figure 2.8) and returned to shore for reuse or recycling. The footings structure should remain *in-situ*.

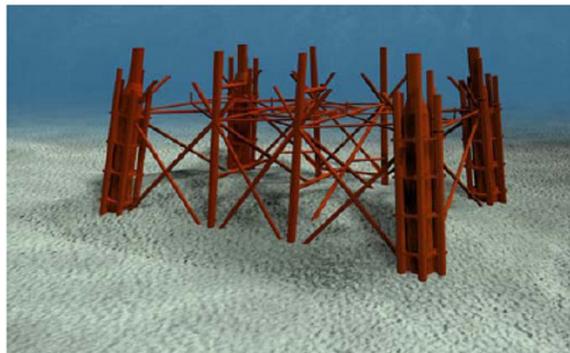


Figure 2.8: Computer graphic of the North West Hutton support structure after removal to the top of the footings

2.4.4 Drill Cuttings Pile

The North West Hutton cuttings pile consists of about 30,000m³ of oil-based and water based drill cuttings together with seawater, covering a relatively small area of around 0.02km². The drill cuttings pile consists mainly of rock and seawater, but most of the study work focused on the environmental effects of the oil and other contaminants present in the pile. A thorough evaluation of the potential short- and long-term environmental impacts of the cuttings pile was carried out.

The cuttings pile has been the subject of detailed analysis to ensure that the impacts and behaviour of the pile are understood as well as possible. The field owners have also participated in a number of industry-wide studies designed to further develop overall understanding.

Comparative Assessment of Options for the Drill Cuttings Pile

A range of possible options for dealing with the drill cuttings pile has been evaluated in detail using information from specially commissioned studies and the findings of wider research. The options evaluated are listed in Table 2.4.

Category	Description of option	Outcome
In-situ Options	Leave <i>in-situ</i> to recover naturally.	Maintain the current status of the pile.
	Excavate cuttings.	Displace cuttings to surrounding seabed to access base of jacket.
	Leave <i>in-situ</i> and cover.	Method to effectively "Seal" the cuttings pile in the current condition.
Removal Options	Retrieve and re-inject offshore.	Cuttings pile lifted to surface and re injected down newly drilled wells.
	Retrieve and return to shore for disposal.	Cuttings pile lifted to surface and taken onshore for treatment and disposal.

Table 2.4: Summary of options evaluated for decommissioning the drill cuttings pile.

The results of the comparative assessment are shown in Table 2.5.

The studies indicate that all the options are technically feasible and that the safety risks are within acceptable limits. However the re-injection options are not legal and there is no onshore treatment facility that is commercially available to treat the drill cuttings. Recovery trials have been performed but considerable work would be necessary to develop an industrial scale operation to remove drill cuttings on this scale. This increases the technical uncertainty and risk of these options which is reflected in the much higher costs than the *in-situ* options. More significantly the increased uncertainty and scope of the removal options is reflected in the safety exposure, where the risks are nearly 10 times greater for the removal options than the *in-situ* options. The risks are primarily associated with drilling activities and material handling.

Surveys of the effects of the pile over a number of years indicate that the seabed surrounding the cuttings pile that was impacted during the operational phase has undergone a significant degree of natural recovery. The materials within the pile itself and the immediate surrounding area will, however, remain for a significant period. The pile could persist for one thousand to five thousand years.

Environmental assessment of the removal techniques indicate that most of the material would be successfully removed, which is a positive outcome. However retrieval would result in the "bulking-up" of material, with the amount of the retrieved seawater likely to be between 10 and 20 times the present volume of the pile, and the operations could lead to some recontamination of the seabed that has already recovered. All of this material would then have to be transported and treated. Excavation would not remove the material and presents the worst case for recontamination. There are therefore significant environmental issues associated with all intervention options both offshore and onshore, which make these less desirable than the *in-situ* options.

Executive Summary

Section 2

Societal studies indicate that leave *in-situ* could have a potential impact on fishing activity, but there is no record of drill cuttings piles causing interference or contamination of trawling activity and equipment. Removal and transport to shore followed by treatment and disposal would have a negative impact on communities due to the large movement of materials and, more significantly, would impact on landfill capacity.

Summary of Drill Cuttings Options		Leave in situ & Monitor	Cover	Excavate	Re-inject on site	Re-inject offsite	Onshore treatment
Safety	Probability of Loss of Life	0.20%	0.6%	0.50%	6.4%	6.4%	2.2%
	Number of Lost Time Injuries (LTI)	<1	<1	<1	7	7	3
Environment	Total Energy requirement (GJ)	6,500	73,000	33,000	275,000	298,000	419,000
	GHG CO2 E (tonnes)	500	6000	3000	20,000	22,000	186,000
	Footprint (km2)	0.02	0.02	>0.02	Negligible	Negligible	Negligible
	Persistence (years)	1000-5000	Irreversible	<1000-5000	Negligible	Negligible	Negligible
	Recovery in surr seabed		Resources needed 90,000 tonnes/rock				Landfill capacity >300,000 m3
Societal	Potential fisheries interaction	Yes	Yes	No	No	No	No
	UK Employment Impact (Man yrs)	1.6	not studied	not studied	301	not studied	242
	Tax Impact to Society (£mm)	0.2	3.0	4.0	17-44	17-44	18-46
Technical		Yes	Feasible	Feasible	Recovery needs development from trial to industrial scale		
					Tech feasible but not legal	Tech feasible but not legal	Onshore treatment not commercially available
Economics	Cost (£mm)	0.5	8	9	43-110	43-110	46-114

Table 2.5: Summary of the decommissioning options for the drill cuttings pile.

The environmental assessment showed that in spite of the predicted longevity of the pile if left *in-situ* and even allowing for occasional minor disturbance, the impact of the pile would be minimal, and recovery of the seabed would proceed albeit very slowly. There would be disproportionate risk, resource usage and environmental impacts associated with operations to move or remove the pile. The recommended option is therefore to leave the pile *in-situ* to recover naturally, and this is also the best environmental option. This course of action does not change the current status of the pile. The pile would be monitored and subject to on going surveys to check that the seabed recovery process is as expected. We will also continue to monitor future discussions and decisions under the OSPAR framework for their relevance to the North West Hutton pile.

Recommendation: The North West Hutton drill cuttings pile should be left *in-situ* to recover naturally.

2.4.5 Pipeline Decommissioning – PL 147 and PL 148

As with the other components of the North West Hutton infrastructure, the history, current status and options for the pipelines were studied in detail. The gas pipeline PL 147 is currently trenched to 0.45m below the seabed and rock-dumped and self-buried. The oil pipeline PL 148 lies on the seabed. Throughout their lives the pipelines have been surveyed and maintained, and the survey record shows that the seabed is stable and that no major spans have developed.

The options studied for the pipelines were as follows:

- Leave *in-situ* on the seabed
- Trench and bury to below the seabed
- Recover the pipelines.

The results of the comparative assessment of these three options are shown in Table 2.6

Summary of Oil and Gas Pipeline Options				Leave in situ	Trench and Bury	Recover
Safety	Probability of Loss of Life	PLL	Gas PL-147	0.20%	0.20%	1.90%
			Oil PL 148	0.21%	0.28%	2.10%
Environment (figures are for both oil & gas line)	Waste Generated	Tonnes		Negligible	Negligible	7,600
	GHG CO2 E	Tonnes		8,000	11,000	14,000
	Total Energy requirement	GJ		111,000	150,000	193,000
	Footprint	km2		Negligible	0	0
	Impact on landfill site Persistence	Tonnes years		Negligible 300	Negligible 300	4,000 0
Societal	Impact on Fisheries		Gas PL-147 Oil PL-148	No impact Snagging risk	No impact No impact	No impact No impact
	UK Employment Impact	Man/years		61	69	180
	Tax Impact to Society	£mm	Gas PL-147 Oil PL-148	1.2 0.8	2 1.2	5.2 3.6
Technical			Gas PL-147 Oil PL-148	Feasible Feasible	Feasible Feasible	Feasible Feasible
	Economics	Cost	£mm	Gas PL-147 Oil PL-148	3 2	5 3

Table 2.6: Summary of the decommissioning options for the pipelines PL 147 and PL 148.

There are no significant environmental concerns associated with any of the pipeline decommissioning options as these involve relatively minor localised disturbance for trenching or removal. From a technical and safety consideration all of the options are feasible utilising tried and tested technology with acceptable safety parameters, although there is almost a ten-fold increase in the safety risk associated with the recovery options.

For the pipeline removal option, however, there are potential hazards and environmental impacts for recycling and disposal; e.g. the potential loss of the concrete coating to the sea as the pipeline is lifted, the removal of the concrete to access the steel for recycling, hazards from the pipeline corrosion coating system during cutup and disposal. It is these activities that increase the safety exposure.

The predicted deterioration of the pipelines over time indicates that they could remain for at least 300 years. If the line is left on the seabed the nature of the deterioration raises the possibility of the oil pipeline being impacted by trawling activities and possibly damaging nets, or that sections of line could be moved from their present location on the seabed. These possibilities can be eliminated by trenching and burying, or removing, the pipelines.

Although both methods are achievable, trenching and burying achieves a similar outcome to total removal but with significantly lower risk to personnel and lower environmental impact, e.g. removal involves 4000 tonnes impact to land fill sites. The stability of the seabed around North West Hutton is conducive to this approach. The recommendation is therefore to trench and bury the oil line and leave the gas line which is already trenched and buried.

The North West Hutton owners will ensure that the site of the pipelines remains free from obstructions. This will involve a monitoring programme and the first survey will be carried out within one year of completion of the decommissioning work to provide baseline data. A second survey will be carried out within 3 to 5 years and the results will be used to determine the future survey regime in consultation with the UK Government.

Recommendation: North West Hutton 10" gas pipeline PL147 will be left *in-situ* as it is already trenched and buried and the 20" oil pipeline PL148 would be trenched and buried beneath the seabed. Ancillary and protective equipment would be removed.

2.5 Interested Party Consultation

The North West Hutton owner's conducted an open and comprehensive dialogue process with all interested parties. Several meetings were held with groups and individuals, and all parties were regularly updated by telephone, e-mail and letter. Representatives of the Independent Review Group (IRG) attended two of the general stakeholder meetings to hear views and present the IRG findings. BP carried out public consultation on the proposals contained in the decommissioning programme including statutory consultation as directed by the Secretary of State for Trade and Industry. Details of issues raised through this consultation process are documented in Section 20. A consultation on the proposal to leave the jacket footings in place was undertaken by the UK Government under the terms of OSPAR Decision 98/3. The outcome of this consultation is summarised in Section 20. The public website for information on North West Hutton Decommissioning is: www.bp.com/northwesthutton.

2.6 Debris Clearance and Site Monitoring.

Debris will be removed during the decommissioning activities and final site clearance programme. Trawling sweeps will be made around the platform and along the former pipeline routes to ensure that the seabed has been cleared of obstructions. The sweeps will also collect any smaller items of debris that may not have been detected during the earlier operations. The results of the trawling sweeps will be submitted to the DTI and will be available for inspection by any interested parties.

Within a year of the completion of the decommissioning activity and debris clearance recommended by this programme, the site will be subjected to a physical and environmental survey to establish a post-decommissioning baseline for the site. The scope of the post-decommissioning survey will be agreed in consultation with the DTI before any survey work is carried out and the results submitted to the DTI. The information obtained from this survey and all previously available survey information will then be used by the field owners in conjunction with the DTI to establish an appropriate scope and schedule for future surveys to monitor the condition of the site, the structure and all other material left *in-situ*, to ensure they remain as expected as a result of this decommissioning programme. The results of all future surveys will also be submitted to the DTI.

The field owners are aware that all items left *in-situ* as part of this decommissioning programme remain their property and that they have a continuing liability for these items. The field owners are committed to ensuring that future obligations arising from the implementation of this decommissioning programme are met.

2.7 Onshore Treatment and Disposal of Materials

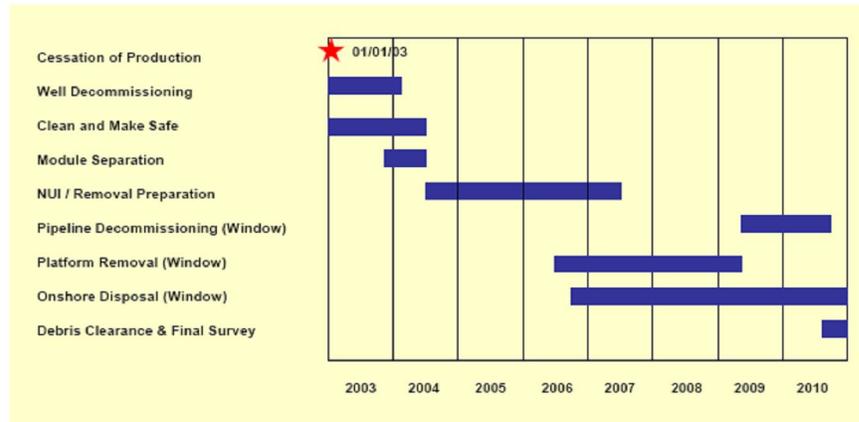
All waste materials generated in the process of decommissioning North West Hutton and its facilities will be treated or disposed of by licensed contractors at licensed sites with all the necessary permits and consents. The contractors will be chosen through an extensive BP selection process, where environmental and safety considerations will be paramount, and the social impacts assessed.

BP's duty of care extends beyond the quayside and BP will work with the onshore licensed disposal sites to ensure that all dismantling and waste treatment and disposal is carried out in a responsible manner. BP will also ensure that the waste hierarchy is applied, in that material is reused and recycled wherever possible in preference to being disposed of.

Upon completion of the onshore treatment and disposal of North West Hutton and its facilities BP will make available data on the quantities of waste recycled and disposed, and the sites and methods used to dispose of hazardous waste. Procurement decisions may result in some of the platform and its facilities being delivered overseas for onshore disposal. The regulations on the Trans-frontier Shipment of Waste would apply for all waste disposed overseas.

2.8 Schedule and Cost Summary

The proposed schedule of activity is shown below. At this stage these are indicative timings and durations. The indicative programme provides relatively wide windows for offshore activities, which are not necessarily continuous, but indicate timely removal. Discussions with the contractors likely to perform the work reveal that they value flexibility wherever possible as this enables them to schedule work more efficiently.



Detailed cost estimates have been developed for all aspects of the recommended decommissioning activity. The estimates are based on the best available data from contractors, detailed studies and standard industry data. There is, however, a general lack of track record in these activities and the cost summaries reflect this in the range of uncertainty.

The mean or expected cost for the overall decommissioning programme for North West Hutton as recommended is £160 million.

2.9 Legacy

We intend to use the lessons learned from planning and implementing the North West Hutton decommissioning project to enhance the industry's technical capability for future decommissioning challenges. In the meantime, we will continue to support research into large steel jacket removal technology in collaboration with other operators and major contractors.

We will also continue to support the UKOOA drill cuttings joint industry project which is investigating options for managing drill cuttings piles and will monitor future discussions and decisions under the OSPAR framework for their relevance to the North West Hutton pile.

The owners of the North West Hutton installation and pipelines will be responsible for monitoring material left on the seabed as a result of carrying out this decommissioning programme and for ensuring that the site and material left *in-situ* remain as expected.

Should remedial action be proposed, to deal with any issues identified by this monitoring programme, a comparative assessment of the safety, environmental, social, technical and cost impacts of such action would initially be carried out. The comparative assessment would be used to determine the benefits of possible remedial action. Any remedial action would be subject to the submission of a revised decommissioning programme for approval by the relevant authorities.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)