

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA AMBIENTAL

CECÍLIA FREITAS MARTINS

**O DESCOMISSIONAMENTO DE ESTRUTURAS DE
PRODUÇÃO *OFFSHORE* NO BRASIL**

VITÓRIA

2015

CECÍLIA FREITAS MARTINS

O DESCOMISSIONAMENTO DE ESTRUTURAS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE* NO BRASIL

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Especialista em Engenharia de Campo SMS.

Orientador: Prof. Tércio Dal'Col Sant'Anna

VITÓRIA

2015

Monografia submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisição parcial para a obtenção do Grau de Especialista em Engenharia de Campo SMS.

..... de de 2015.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Tercio Dal'Col Sant'Ana
Orientador - UFES

Prof. Dr. Daniel Rigo
Examinador Interno - UFES

“Dedico este trabalho aos meus pais,
Vanderley e Lindalva, pelo amor e educação
que me ofereceram.”

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – PROMINP e à Universidade Federal do Espírito Santo - UFES pela oportunidade de aprendizagem e aperfeiçoamento.

Meus agradecimentos aos professores e servidores do Departamento de Engenharia Ambiental que possibilitaram a realização do curso de especialização em Engenharia de Campo SMS, em especial ao professor Tércio Dal'Col Sant'Ana pela orientação no presente trabalho e ao coordenador do curso, Dr. Daniel Rigo.

Obrigada aos colegas de turma que tornaram a jornada ao longo deste curso mais prazerosa e também aos meus familiares e amigos pela companhia e compreensão.

Cecília Freitas Martins

RESUMO

O Brasil possui cerca de 150 unidades estacionárias de produção *offshore* em funcionamento, responsáveis pela maior parte da produção de petróleo e gás nacional. Cada plataforma, após certo período, atinge sua fase final de produção, que é chamada de abandono ou descomissionamento. Isto ocorre quando a produção de óleo e gás apresenta-se desvantajosa, sendo efetuado o encerramento das atividades, limpeza e remoção de estruturas e recuperação ambiental do local. Trata-se de operações com alto custo e elevado potencial de geração de impactos ambientais. Assim, o objetivo deste trabalho é analisar o descomissionamento da infraestrutura *offshore* no Brasil e os impactos ambientais associados a estas operações. Para tal foi realizada revisão bibliográfica e análise do cenário nacional das estruturas de produção *offshore* e seu potencial de descomissionamento. O país não possui legislações ambientais específicas referentes ao abandono/descomissionamento. Esta etapa pode produzir impactos negativos à biota marinha devido a possíveis derramamentos de óleos e rejeitos tóxicos, perda de habitat dos recifes artificiais formados e uso de explosivos, também pode afetar diretamente as atividades de pesca e navegação. O Brasil apresenta a maior parte de suas plataformas de produção *offshore* fixas, cuja desmobilização é complexa quanto aos aspectos operacionais, ambientais e de custos. Uma possível alternativa para uma parte dessas estruturas é sua utilização para a formação de recifes artificiais. Entretanto, o país apresenta a tendência de aumento de estruturas *offshore* em água ultraprofundas, caracterizadas pelo uso de plataformas flutuantes e com capacidade de mobilidade, o que facilitam suas remoções. Em contrapartida, o descomissionamento de seus sistemas submarinos representa um desafio devido à grande profundidade, sendo necessários tecnologia e investimentos para que estas operações sejam realizadas de modo a garantir a minimização de impactos ambientais negativos. Conclui-se que o descomissionamento de estruturas de produção *offshore* representa um desafio ao país, sendo necessária melhor regulamentação, tecnologias e planejamento financeiro para esta etapa da produção de petróleo e gás.

Palavras-chave: Descomissionamento. *Offshore*. Petróleo.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

CGPEG - Coordenação Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás.

CNEM - Comissão Nacional de Energia Nuclear.

CONAMA - Conselho Nacional de Meio Ambiente.

CPA - Agência de Clima e Poluição.

CPT - *Compliant Piled Tower*.

EIA - Estudos Prévios de Impactos Ambientais.

FPSO - *Floating Production, Storage and Offloading*.

FPU - *Floating Production Unit*.

FSO - *Floating, Storage and Offloading*.

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

IMO - *International Maritime Organization*.

LDA - Lâminas D'Água.

LI – Licença de Instalação.

LO - Licença de Operação.

LOper - Licença de Operação para a Perfuração de Poços.

LP - Licença Prévia.

LPS - Licença de Pesquisa Sísmica.

MMA - Ministério do Meio Ambiente.

NORM - Material Radioativo de Ocorrência Natural

OGP - *International Oil & Gas Producers Association*.

OSPAR - Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic.

ROV - Veículo de Operação Remota.

SS - Plataforma Semissubmersível.

TLD - Teste de Longa Duração.

TLP - *Tension Leg Platforms*.

TLWP - Tension Wellhead Leg Platform.

UEP – Unidades Estacionárias de Produção.

UKOOA - *United Kingdom Offshore Operators Association*.

UNCLOS - Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	08
2 OBJETIVO	10
2.1 Objetivos específicos	10
3 METODOLOGIA	11
4 O DESCOMISSIONAMENTO	12
5 A LEGISLAÇÃO	14
5.1 Licenciamento ambiental	14
5.2 Contratos de concessão	17
5.3 Normas internacionais	18
6 INFRAESTRUTURA OFFSHORE	20
6.1 Plataformas FPSO, SS e Fixas	20
6.2 <i>Topsides</i>	21
6.3 Sistemas submarinos	22
6.4 Oleodutos e linhas de fluxo	22
6.5 Poços	22
7 O PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO	23
7.1 Remoção completa	24
7.2 Remoção parcial	27
7.3 Tombamento no local	27
7.4 Utilização alternativa	28
8 POTENCIAIS IMPACTOS AMBIENTAIS DO DESCOMISSIONAMENTO	29
9 OPÇÕES E DESAFIOS PARA O DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL ...	32
10 CONCLUSÕES	38
11 REFERÊNCIAS	39
GLOSSÁRIO	42

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a maior parte da produção de petróleo e de gás natural ocorre em campos marítimos; do total de 9.002 poços em produção, 772 são marítimos, sendo que 52 destes pertencem ao pré-sal (SDP-ANP, 2015).

Atualmente o país possui cerca de 150 unidades estacionárias de produção (UEP) *offshore* (ANP, 2015) em funcionamento. Estas estruturas são projetadas e construídas para se adaptarem em um campo designado para a produção de petróleo ou gás por, ao menos, 20 a 30 anos.

Deste modo as atividades *offshore* de petróleo e gás de uma região, em algum momento, chegam à fase de abandono, isso pode ocorrer devido às condições técnicas, ao exaurimento do recurso ou pela inviabilidade econômica. Logo, há a consequente desativação da sua infraestrutura.

O abandono refere-se à etapa final da vida útil das instalações de produção de petróleo e gás em que ocorre a desativação das instalações, tamponamento dos poços produtores, desmantelamento e a remoção dos equipamentos; sendo também denominada de descomissionamento.

As operações de descomissionamento são de natureza relativamente inovadora, principalmente nos campos brasileiros, pois só agora a indústria nacional está começando a lidar com o final da vida produtiva de alguns campos e/ou fim da vida-útil de suas plataformas nos campos exploratórios e produtivos de petróleo e gás, e isso com a dificuldade aumentada devido à profundidade da região onde estão instalados os sistemas. (SANTOS, 2011)

Atualmente, há cinco opções de descomissionamento para as estruturas no ambiente marinho: (a) remoção completa com disposição em terra; (b) remoção completa com disposição no fundo do oceano; (c) remoção parcial; (d) tombamento no local; (e) deixar a estrutura no local para utilização alternativa (RUIVO, 2001). Para cada uma dessas opções há um grau de impacto maior ou menor, mudando de região para região, de acordo com as variáveis ambientais de biodiversidade local, econômicas, sociais e políticas.

Ressalta-se que durante o período de exploração as estruturas que ficam submersas tornam-se parte integrante do ecossistema submarino, alvo de atração e

abrigo para as mais variadas espécies de peixes, com interação entre algas, corais e moluscos. As barras de aço verticais, horizontais e oblíquas dessas estruturas tem, rapidamente, uma vida marinha associada (TEIXEIRA e MACHADO, 2012).

Assim a remoção de estruturas submersas pode causar impactos tais como a perda permanente do habitat no recife artificial presente na estrutura da plataforma e problemas para a navegação e pesca (RUIVO, 2001). Também há riscos de vazamentos de óleos, impactos por uso de explosivos e liberação de substâncias tóxicas como metais pesados e materiais radioativos (EKINS, VANNER e FIREBRACE, 2006).

Apesar de existirem diversas opções para o descomissionamento, cada um com diferentes potenciais de geração de impactos ambientais, no país não existem normas ambientais que regulamente esta atividade.

Em suma, o processo de descomissionamento da atividade petrolífera trata-se de uma fase em que há possibilidade de ocorrência de impactos, que representa altos custos, que se constitui de etapa com baixo ou nenhum lucro e, ainda, padece de regulamentação legal no país. Logo, a discussão acerca dessas questões é muito importante.

2 OBJETIVO

Analisar a situação do descomissionamento de instalações da indústria do petróleo e gás *offshore* no Brasil e os impactos ambientais associados a estas operações.

2.1 Objetivos específicos

- Realizar a revisão bibliográfica de conceitos e legislações aplicadas ao descomissionamento;
- Efetuar o levantamento bibliográfico sobre os potenciais impactos ambientais das atividades de descomissionamento;
- Apresentar as características do cenário nacional de produção *offshore* que serão, futuramente, alvo de descomissionamento;
- Debater as opções e desafios no descomissionamento das plataformas de produção *offshore* no Brasil.

3 METODOLOGIA

Foi realizada pesquisa em produções científicas, além de legislações e normas vigentes referentes ao descomissionamento de estruturas de produção *offshore*. Também foram efetuados levantamento e análise de dados referentes ao cenário nacional das estruturas de produção *offshore* e potencial de descomissionamento de suas estruturas.

As informações sobre a infraestrutura de produção de petróleo e gás *offshore* foram obtidas junto ao *site* da ANP, na seção de dados estatísticos mensais, referentes ao mês de junho de 2015.

4 O DESCOMISSIONAMENTO

A fase de abandono é inerente à atividade de extração de petróleo, seja por condições técnicas que inviabilizem o processo de extração do óleo, pelo próprio exaurimento do recurso ou por questões econômicas, quando os custos de produção tornam-se maiores que os rendimentos obtidos.

Esquemáticamente, o fluxo de caixa de um projeto de petróleo pode ser representado pela figura 1. Assim, o processo de extração de petróleo apresenta cinco fases, sendo a exploração, a avaliação, o desenvolvimento, a produção e, por último, o abandono (PEREIRA, 2004).

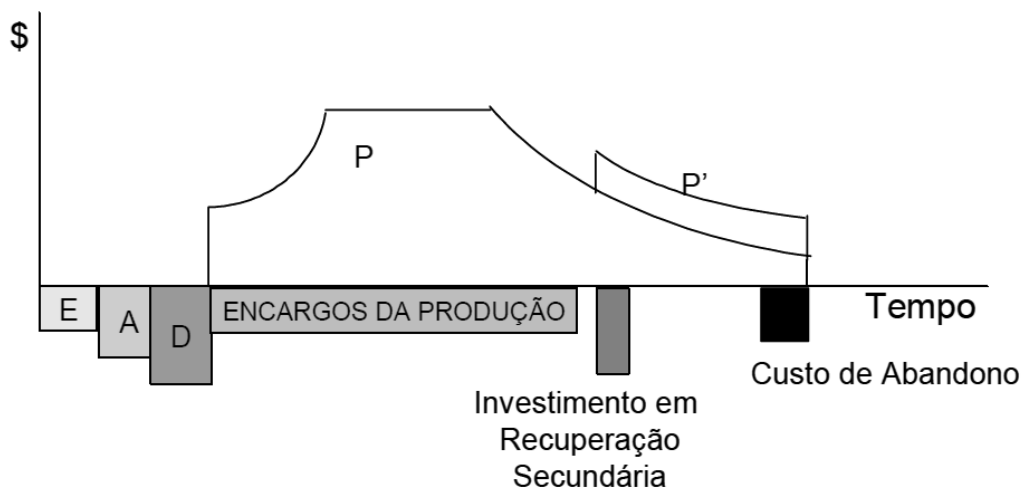


Figura 1 - Fases do fluxo de caixa básico de um projeto de petróleo. Onde: E - exploração; A - avaliação; D - desenvolvimento; P - produção. O eixo vertical acima da origem representa a entrada de receita, enquanto que abaixo da origem estão os custos de investimentos. Retirado de Pereira, 2004.

A Resolução nº 27, de 18 de outubro de 2006, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), traz as definições de Abandono de Campo e Abandono de Poço: “Abandono de Campo - Processo que compreende abandono de poços, desativação e alienação ou reversão de todas as instalações de produção.”

Abandono de Poço - Série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis podendo ser permanente, quando não houver interesse de retorno ao poço; ou temporário, quando por qualquer razão houver interesse de retorno ao poço.

Assim o abandono de campo consiste na desativação de instalações de produção que, segundo esta mesma resolução, trata-se da retirada definitiva de operação e a remoção de Instalações de Produção, dando-lhes destinação final adequada, e a Recuperação Ambiental das áreas em que estas instalações se situam.

Todavia o termo abandono, apesar de presente em normas nacionais e internacionais, pode sugerir o descarte irresponsável de materiais, sendo assim, após vários congressos e debates internacionais sobre o tema, concluiu-se que seria melhor a atualização do termo “descomissionamento” (SILVA e MAINER, 2008).

Segundo Wiegand (2011 *apud* TEIXEIRA, 2013), o descomissionamento pode ser definido como um processo multidisciplinar que sugere a melhor maneira de desativar as operações de produção quando já não há mais interesse econômico, com o objetivo principal de devolver a propriedade, mas livre de danos ambientais e restaurada nas condições originais. Para a autora esse processo envolve um longo tempo de planejamento em muitas áreas e fases da produção, pois cada plataforma é diferente devido a características únicas tais como a localização, estrutura e instalação, e elas operadas visando a propósitos específicos para determinados ambientes, assim, é necessário que seja realizada uma avaliação caso a caso. De uma forma geral, o descomissionamento é um processo em que são analisados diversos fatores para tentar minimizar os riscos sociais e ambientais, de acordo com a regulação governamental. Por fim, deve ser feito um monitoramento para controle. Todo esse processo deve acompanhar estritamente o previsto na legislação do país produtor.

A regulamentação do descomissionamento é algo de extrema importância, pois, além de envolver as questões técnicas, ambientais e sociais, é uma fase da produção com altos custos. (TEIXEIRA e MACHADO, 2012).

5 A LEGISLAÇÃO

Segundo Hamzah (2013), países sem uma legislação bem desenvolvida sobre o descomissionamento podem tender a adotar estratégias mais simples, como deixar as estruturas no local ou realizar seu tombamento. Estas políticas de descomissionamento podem representar riscos à navegação e maior potencial de poluição marinha.

Segundo Teixeira e Machado (2012) a questão ambiental é tratada de forma secundária nos principais diplomas legais da indústria nacional do petróleo (Leis nº 9.478/97, 12.276/10, 12.304/10 e 12.351/10).

Ainda, segundo estes autores, no Brasil, é preciso analisar concomitantemente o tratamento dado ao descomissionamento nos dois principais institutos jurídicos aplicáveis: (I) licenciamento ambiental e (II) nos contratos de concessão.

5.1 Licenciamento ambiental

Na indústria do petróleo, dentro do exercício da União, temos dois grandes atores exercendo simultaneamente esse poder de polícia: o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a ANP.

As regulamentações sobre o licenciamento de atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás estão nas Resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) nº 237/97, e nº 350/04 e na Portaria do Ministério do Meio Ambiente (MMA) nº 422/11. O processo de licenciamento desse setor é realizado pelo IBAMA, no âmbito da Coordenação Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás (CGPEG).

O licenciamento das atividades do petróleo é dividido em dois momentos, antes e depois da produção. No momento anterior estão previstas as licenças de pesquisa sísmica (LPS) e a licença de operação para a perfuração de poços (LOper). Num segundo momento, quando já se está para iniciar a produção em si é realizado o licenciamento da produção, escoamento de petróleo e gás natural e do teste de longa duração (TLD) que terá como resultado as licenças prévia (LP), de instalação (LI) e de operação (LO).

Em países como Reino Unido, Noruega e Holanda, é obrigatória a realização de uma avaliação de impacto ambiental antes do descomissionamento de uma plataforma (HAMZAH, 2013).

Segundo Teixeira e Machado (2012), em consulta a alguns Estudos Prévios de Impactos Ambientais (EIA) de campos de produção, percebeu-se que há a previsão da desativação das estruturas. O IBAMA/CGPEG tem estabelecido como prática exigir o Projeto de Desativação como uma das condicionantes para o licenciamento, muito embora não haja nenhuma legislação que estabeleça essa exigência no processo de licenciamento. Em pareceres técnicos consultados a fundamentação legal utilizada pela CGPEG para analisar os Projetos de Desativação são as normativas da ANP – Portaria ANP nº 25/02 e Resolução ANP nº 27/06, pois não há outra norma que regulamente o assunto especificamente.

De acordo com a Lei no 9.478/97, a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria petrolífera, cabendo-lhe “fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;”.

Atualmente no Brasil, o término da atividade petrolífera está previsto no § 2º, art. 28, da Lei no 9.478/97, que prescreve:

“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, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.”

Este dispositivo limita-se a disposições generalistas e não imputa sanções em caso de descumprimento.

No caso do descomissionamento, a ANP, no exercício da função de regulação técnica, cumpre seu papel quando publicou a Portaria ANP nº 25/02 (Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás) e a Resolução ANP nº 27/06 (Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações). Trata-se de dois regulamentos que abordam as questões técnicas, não contemplando com profundidade as questões de controles ambientais.

A Portaria ANP nº 25/02 institui um regulamento sobre o abandono de poços. Este tem por objetivo disciplinar os procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e gás. O abandono do poço se configura numa série de operações destinadas a restaurar o perfeito isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis para prevenir a migração do fluido entre as formações e o revestimento e até a superfície do terreno ou fundo do mar. Este abandono pode ser permanente, quando não houver mais interesse de retorno ao poço, ou temporário, quando ainda houver interesse na exploração. O isolamento do poço poderá ser feito através de tampões, de cimento ou mecânicos.

De acordo com o referido regulamento o poço somente poderá ser abandonado após autorização escrita da ANP. Assim, nota-se a necessidade de um tipo de legislação mais abrangente e robusta que envolva as esferas governamentais que possuem a atribuição legal dentro do sistema administrativo governamental, neste caso, o IBAMA, na função de órgão fiscalizador ambiental, tendo em vista os inúmeros danos ambientais que podem existir nessa fase específica da produção (MACHADO, TEIXEIRA e VILANI, 2013).

Sobre as instalações, a ANP editou a Resolução nº 27/06, que institui um Regulamento Técnico sobre os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e também especifica condições para a devolução de áreas de concessão. Nessa norma fica estabelecido que, no momento em que há o término na fase de produção ou se houver resilição do contrato de concessão, o concessionário é obrigado a entregar na ANP um Programa de Desativação de Instalações, seguido de um Relatório Final de Desativação de Instalações.

Em seu anexo, há o Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção cujo item 4.6 estabelece:

A Desativação de uma Instalação de Produção, em casos de extinção ou não do contrato de concessão, se fará por conta exclusiva do Concessionário, incluindo a remoção de bens que não sejam objeto de Reversão ou Alienação de Bens bem como a Recuperação Ambiental da área ocupada.

Assim, o regulamento determina que as instalações de produção devam ser removidas das áreas de concessão, salvo em situações em que haja especificação em contrário emitida por autoridade marítima ou órgão ambiental com jurisdição

sobre a área as instalações. Ressaltando-se que estas instalações deverão estar livres de produtos que possam causar poluição ou trazer riscos à saúde humana.

Caso os procedimentos para a desativação não sejam cumpridos ou estejam inadequados, a ANP poderá executar a garantia financeira prevista no contrato de concessão, segundo os artigos 3º e 4º da Resolução ANP nº 27/06. Todavia, se for considerado o modelo de contrato de concessão disponível se verificará que a exigência da garantia contratual é um ato discricionário da ANP, isto é, passará pelo exame da oportunidade e conveniência e poderá deixar de ser exigida (cláusula 18.14, do modelo de contrato de concessão) (TEIXEIRA e MACHADO, 2012).

5.2 Contratos de concessão

Cada área de exploração terá um contrato de concessão específico, mas a ANP divulga um modelo de contrato de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural celebrado entre esta agência reguladora e a empresa petrolífera concessionária.

O modelo do Contrato de Concessão reflete diversos aspectos, como a Lei do Petróleo, o arcabouço jurídico brasileiro, aspectos específicos do setor petrolífero brasileiro, a prática e experiência internacional e sugestões recebidas durante as audiências públicas virtuais. Assim, o modelo do contrato de concessão pode sofrer modificações a cada rodada de licitações.

Segundo a análise de modelo de contrato realizada por Teixeira e Machado (2012), está prevista uma cláusula sobre a Desativação e o Abandono; em que fica estabelecido que “o concessionário apresentará, quando solicitado pela ANP, uma garantia de desativação e abandono, através de seguro, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com a legislação brasileira aplicável”.

Caso essa cláusula se mantenha com esse texto no contrato de concessão final, mais uma vez será feito o exame da oportunidade e conveniência pela agência reguladora em um aspecto de extrema importância. Com efeito, com base no Princípio da Prevenção, deveria ser obrigatória a apresentação da garantia de desativação e abandono.

Ainda, segundo os autores, são tratadas as questões que versam sobre meio ambiente e determina-se que a empresa concessionária está obrigada a adotar todas as medidas para a conservação dos recursos naturais, sujeitando-se a cumprir todas as normas brasileiras sobre meio ambiente; e quando houver lacunas na lei, deverá adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, comprometendo-se a preservar o meio ambiente e a proteger o equilíbrio do ecossistema. Caso haja alguma ocorrência de dano, a concessionária assumirá responsabilidade integral e objetiva por todos os danos e prejuízos ao meio ambiente, inclusive no momento do abandono.

5.3 Normas internacionais

Existem diversas normas internacionais que tratam sobre o descomissionamento de estruturas *offshore*. A seguir são apresentados os principais dispositivos internacionais que mencionam a remoção das estruturas de plataformas e dutos:

- Convenção de Genebra sobre Plataformas Continentais, 1958;
- Convenção de Londres, 1972;
- Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar (UNCLOS), 1982;
- *UK Petroleum Act 1998 (Part IV - Abandonment of Offshore Installations)*;
- Convenção para a Proteção do Ambiente Marinho no Atlântico Norte (OSPAR), 1992 e Decisão 1998/3*;
- *International Maritime Organization (IMO)** ;
- *International Oil & Gas Producers Association (OGP)*.

* Não incluem descomissionamento de dutos.

Comparando-se a estrutura normativa internacional, Teixeira (2013) conclui que, em países como Reino Unido, Noruega e Estados Unidos, há um eficiente arcabouço legal que regulamenta as atividades de descomissionamento, enquanto no Brasil essa decisão ainda se concentra no explorador. Pode ser interessante para o Brasil se apropriar de algumas determinações internacionais, na busca da garantia do desenvolvimento sustentável, uma vez que é alta a possibilidade de produção de riscos ambientais nesta fase.

A tabela 1, modificada de Teixeira (2013), apresenta a comparação entre a regulamentação nacional e algumas normas internacionais quanto ao descomissionamento de estruturas *offshore*.

Tabela 1 - Comparação entre as normativas sobre o descomissionamento.

Eixos	Regulamentação brasileira		Regulamentação internacional		
	Regulamentos ANP	Termo de Referência - IBAMA	UNCLOS	Res. A.672(16) IMO	OSPAR
Quanto à remoção	Remoção completa ou parcial	O TR só fala em <i>retirada</i> .	O texto fala em remoção. Admite a remoção parcial	Remoção completa ou parcial	Remoção integral
Quanto à recuperação ambiental	Dispõe	Não dispõe	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário
Quanto ao monitoramento ambiental	Não dispõe	O TR indica que o Projeto de Monitoramento Ambiental do empreendimento deve ser previsto para todas as etapas: instalação, operação e desativação.	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Dispõe. (anexo IV)

Fonte: Modificado de Teixeira, 2013.

6 INFRAESTRUTURA *OFFSHORE*

As unidades de produção *offshore* localizam-se em diferentes lâminas d'água (LDA), segundo a *International Maritime Organization* (IMO) as profundidades podem ser divididas em quatro categorias:

- Superficiais: 0 a 100 metros de profundidade;
- Média: 101 a 400 metros de profundidade;
- Profundas: 401 a 1.000 metros de profundidade;
- Ultraprofunda: Acima de 1.000 metros de profundidade.

As instalações *offshore* sujeitas ao descomissionamento podem ser classificadas em (RUIVO, 2001):

- Navio de Produção, Armazenamento e Desembarque (*Floating Production, Storage and Offloading* - FPSO) e Plataformas Semissubmersíveis (SS);
- Torres Complacentes (*Compliant Piled Tower* - CPT), Plataformas de Pernas Atirantadas (*Tension Leg Platforms* - TLP) e *Spars*;
- Subestruturas de Concreto e de Aço (jaquetas);

Além das instalações acima citadas, existem outros tipos de plataformas e outros elementos que também devem ser descomissionados. A seguir são apresentadas as sucintas descrições das principais instalações de produção *offshore* no Brasil, assim não serão abordadas as UEPs CPT, TLP e *Spars* devido à sua baixa representatividade no cenário nacional de produção de petróleo e gás.

6.1 Plataformas FPSO, SS e Fixas

A UEP FPSO consiste em uma embarcação do tipo navio-tanque ancorada no solo marinho e projetada para processar e armazenar a produção proveniente de poços submarinos (Figura 2.1). Realiza o escoamento de sua produção através de navios petroleiros.

Uma instalação SS (Figura 2.2) é estabilizada por colunas. Pode ser ancorada no solo marinho ou dotada de sistema de posicionamento dinâmico, que mantém a posição da plataforma de forma automática. Realiza o escoamento da produção por oleodutos ou armazenamento em navios.

Ambas são plataformas flutuantes e que podem ser instalada em grandes profundidades, acima de 2.000 metros, graças aos sistemas de ancoragem

modernos. Os sistemas de controle dos poços ficam localizados sobre o leito marinho (PETROBRÁS, 2015).

As plataformas fixas funcionam como uma estrutura rígida, fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas. Podem ter sua subestrutura constituída de aço (jaquetas ou torre complacente) (Figura 2.3) ou de concreto (plataforma de gravidade), em seu topo existem *topsides* que fornecendo o espaço dos quartos para a tripulação, equipamentos de perfuração e de produção (AMORIM, 2010).

A instalação é mais simples e permite que o controle dos poços seja feito na superfície (árvore de natal seca). Realizam o escoamento da produção por oleodutos e atuam em águas superficiais e médias, geralmente, em LDA de até 300m (PETROBRÁS, 2015).

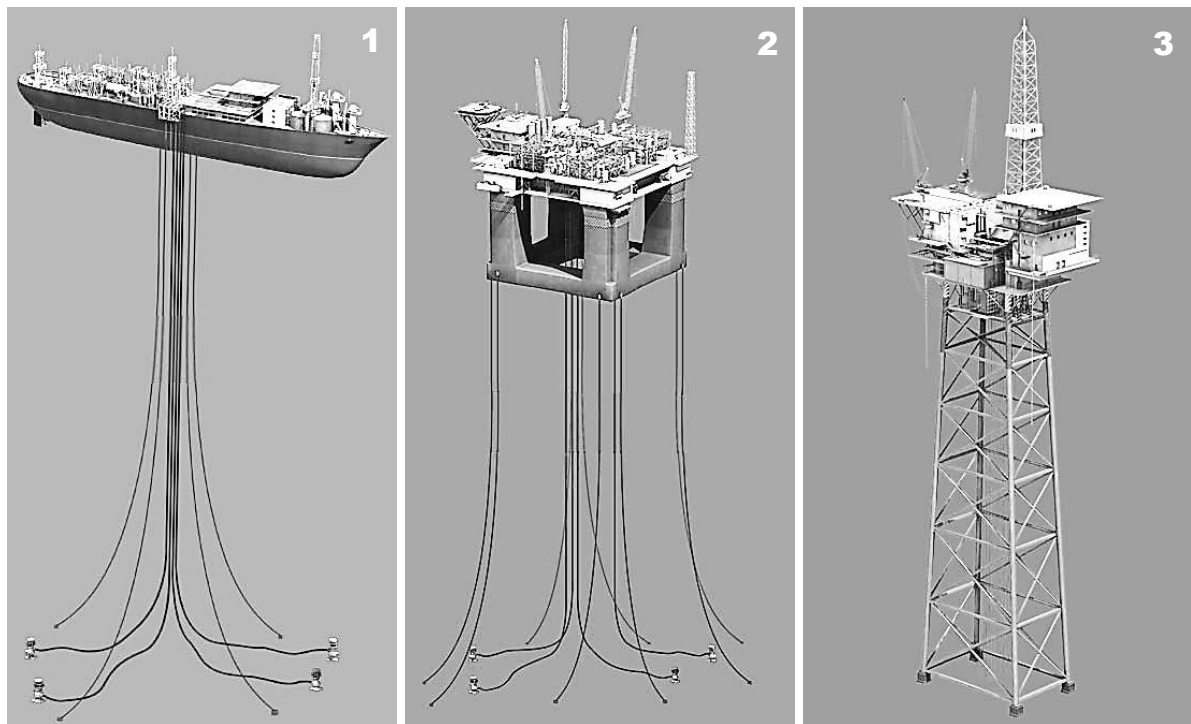


Figura 2 – Representação dos principais tipos de plataformas *offshore* no Brasil: à esquerda (1), tipo FPSO; no centro (2), tipo SS; e, à direita (3), tipo Fixa – subestrutura de aço. (Fonte: PETROBRÁS, 2015)

6.2 Topsides

Os *topsides* são a parte principal da plataforma que inclui acomodações de pessoal, unidades de processamento de produção, sistemas de ancoragem e estabilidade,

além dos módulos de geração de energia e compressão de gás e outros equipamentos (RUIVO, 2001) .

6.3 Sistemas submarinos

Os sistemas submarinos são um conjunto de equipamento sobre o solo marinho ou ao longo da LDA, como, por exemplo, *manifolds*, *templates*, *risers*, árvores de natal, cabos de ancoragem, etc (SANTOS, 2011).

6.4 Oleodutos e linhas de fluxo

Os oleodutos possibilitam a transferência de fluidos de produção entre plataformas ou unidades de processamento e distribuição em terra. Também podem ser utilizados para escoamento de água produzida nos poços (RUIVO, 2001).

No Brasil, a maior parte dos oleodutos *offshore* não foi enterrada durante sua instalação (PETROBRÁS, 2015). Mas, devido a deposições naturais de sedimentos, algumas porções podem se encontrar enterradas no momento do descomissionamento.

6.5 Poços

Durante a fase de produção todo poço produtor de petróleo, gás ou injetor somente poderá ser abandonado mediante autorização da ANP.

O tamponamento e abandono de poços é a etapa preliminar no processo de descomissionamento de um sistema *offshore*. É realizado visando assegurar o perfeito isolamento das zonas de produção de petróleo e gás, como também dos aquíferos existentes, prevenindo a migração dos fluídos entre as formações do poço, ou espaços entre o poço e o revestimento e a migração de fluídos até a superfície do terreno ou o fundo do mar.

O objetivo desta etapa é tornar o poço seguro quanto a futuros vazamentos e preservar os recursos naturais remanescentes.

7 O PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO

Segundo a *United Kingdom Offshore Operators Association - UKOOA* (1995 *apud* SANTOS, 2011), o processo de descomissionamento de sistemas de produção *offshore* ocorre em quatro estágios distintos:

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

Segundo Teixeira (2013), além das etapas acima descritas, deveria haver uma quinta etapa nesse processo: o monitoramento ambiental do local onde esteve localizada a estrutura, enquanto atuava no processo produtivo.

Hamzah (2013) divide o processo de descomissionamento em três fases práticas:

- A primeira fase consiste em tornar a estrutura livre de hidrocarbonetos, realizar o abandono os poços, a remoção de condutores e *risers*, a lavagem e limpeza dos sistemas de processamento, assegurando todos os vasos e tubulações estejam livres de gás e óleo, e preparar os componentes para as operações de elevação, quando submersos, e remoção;
- A segunda fase envolve a desmontagem e remoção da instalação e dos componentes associados;
- Uma terceira fase envolve a restauração e monitoramento do local.

As operadoras possuem diferentes opções de remoção e de disposição para cada tipo de instalação *offshore*. A melhor opção a ser escolhida dependerá primeiramente das legislações pertinentes, e também de fatores como configuração e tipo da estrutura, peso, tamanho, distância até a costa, consistência do solo marinho, condições climáticas, custos, complexidade na execução das operações e tecnologias disponíveis, etc.

A estimativa de custos num processo de descomissionamento é difícil de ser realizada devido à ausência de procedimentos bem estabelecidos e testados, além das variações inerentes segundo o tipo de opção escolhida. Entretanto sabe-se

sobre alguns fatores críticos que interferem nos custos: a localização do campo, o número de estruturas a serem descomissionadas, a profundidade de LDA, o peso dos *topsides* e o peso e tipo de material da subestrutura (RUIVO, MOROOKA e GUERRA, 2001).

Segundo Ruivo (2001), o descomissionamento para as estruturas no ambiente marinho pode ser realizado através de cinco opções:

- Remoção completa com disposição em terra;
- Remoção completa com disposição no fundo do oceano;
- Remoção parcial;
- Tombamento no local;
- Deixar a estrutura no local para utilização alternativa.

As UEPs do tipo FPSO e SS apresentam fácil desmobilização por tratar-se de unidades flutuantes, com capacidade de mobilidade. Assim, suas principais dificuldades operacionais quanto ao descomissionamento são em relação aos sistemas submarinos.

A configuração do sistema submarino de uma unidade de produção pode variar bastante, contendo de um a muitos poços, *manifolds*, *templates*, *risers*, árvores-de-natal molhada e cabos de ancoragem, etc. Na prática, o que se observa é que em lâminas d'água superficiais e médias, a remoção completa desses elementos pode ser obtida utilizando-se de tecnologias de corte existentes, aliadas a pequenas embarcações. Já em lâminas d'água maiores (acima do limite possível de intervenção direta de mergulhadores), tal como ocorre em grande parte da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro; os equipamentos existentes são, geralmente, de operação remota. Nestes casos, a solução de descomissionamento encontra-se no equilíbrio entre a opção de remoção completa e a de deixar no local (SILVA e MAINER, 2008).

7.1 Remoção completa

A remoção completa da plataforma é, basicamente, um processo de instalação reversa. As principais operações na remoção completa são o corte, o içamento, o carregamento e a disposição das seções (RUIVO, 2001). A instalação pode ser

seccionada em uma ou mais partes, dependendo do tamanho e da capacidade da embarcação que fará o reboque.

Esta opção, dependendo da localização em que se encontra, requer a remoção até uma profundidade suficiente abaixo do solo marinho (aproximadamente 5 metros), a fim de eliminar qualquer interferência com os demais usuários do local, como pescadores e embarcações (SILVA e MAINER, 2008).

Uma das principais vantagens na remoção completa é a possibilidade do local recuperar as condições ambientais próximas às condições anteriores da instalação da plataforma. Como desvantagens, há o alto custo, os possíveis danos ao ambiente marinho e a eliminação do habitat artificial criado em torno da estrutura durante os anos de produção.

Qualquer processo que envolva a remoção e conseqüente transporte de estruturas requer atenção para que seja minimizada a interferência em outra atividade econômica, tais como pesca e navegação.

São usados, basicamente, dois métodos para a retirada das plataformas: a separação mecânica e a separação por explosivos. As opções de separação mecânica incluem jatos de água abrasivos, cortadores de areia, serras de fio de diamante, cortadores de carboneto, tesouras, serras e guilhotinas. Esse tipo de separação constitui 35% de todas as operações de remoção e é considerada mais cara e lenta. A separação por explosão dependerá do volume, dos materiais usados na construção da plataforma. Historicamente, esse tipo de remoção tem resultado em menos acidentes de trabalho e custos mais baixos (TEIXEIRA, 2013).

Após a remoção completa, a área referente ao entorno da plataforma removida deve ser completamente limpa dos resíduos resultantes da instalação e operação do campo. Podem formar-se verdadeiras pilhas de pneus, ferramentas e diversos materiais que tenham caído acidentalmente nas operações de carga e descarga e manutenções ao longo de décadas de funcionamento da plataforma.

No leito marinho também pode haver montes de resíduos decorrentes da atividade de perfuração, são os cascalhos de perfuração (*drill cuttings*) que ficam depositados no solo até além do final da produção. São fluidos de perfuração à base de óleo ou

sintéticos das inúmeras plataformas, estes devem ser removidos e destinados a tratamento e/ou aterros (TEIXEIRA, 2013).

Em águas superficiais, inferiores a 100m, a remoção dos resíduos do leito marinho pode ser realizada através do uso de redes, mais resistente (“redes gorilas”), que são arrastadas sobre o solo marinho (AMORIM, 2010).

Em terra, as estruturas, equipamentos e materiais descomissionados podem ser reformados ou adaptados para utilização em outro campo de produção ou, quando viável, ser encaminhados à reciclagem ou serem dispostos locais licenciados.

As oportunidades para reutilização de jaquetas em outro campo de petróleo e gás são limitadas, pois, geralmente, são projetadas segundo exigências específicas de produção, lâminas d’água, critérios ambientais, condições do solo, limites de resistência a fadiga e corrosão.

Muitos materiais de plataformas desativadas podem ser aproveitados e utilizados como estruturas para formação de recifes artificiais, como as sobras de jaquetas, mangotes, *templates* e *manifolds*. Estes podem ser instalados fora das áreas de produção de petróleo, criando zonas de pesca produtivas. Em várias partes do mundo, as estruturas descartadas são criteriosamente limpas e trabalhadas para serem afundadas em locais previamente avaliados seguindo as finalidades de habitats (BASTOS, 2005).

Os principais objetivos para a criação de áreas de recifes artificiais são (SANTOS, 2011):

- Proteção da costa e controle da erosão da praia (quebra-mar);
- Aumento geral da capacidade de produtividade do meio ambiente;
- Provisão de área de desova e proteção dos habitats dos organismos juvenis, o que aumenta a diversidade de espécies, o volume da pesca e a quantidade dos frutos do mar capturados;
- Restrição ao pescador, com relação a pesca de navio e impedimento da pesca de traineiras em certas áreas;
- Parque experimental científico;
- Local permitido para mergulho ecológico (*scuba*), pesca submarina e turismo;

Outra opção para as subestruturas removidas é seu transporte e deposição em áreas de águas profundas, processo denominado “*dumping*”.

7.2 Remoção parcial

A remoção parcial é recomendada pelas diretrizes do *International Maritime Organization* (IMO) e pela legislação internacional somente para grandes estruturas. A estrutura poderá ser parcialmente removida desde que possibilite uma coluna d'água desobstruída. A profundidade exata dependerá das exigências legais de cada localidade. As diretrizes da IMO exigem um espaço mínimo entre a superfície de água e a porção remanescente da estrutura: uma coluna d'água livre de 55 metros para instalações localizadas em lâminas d'água acima de 75 metros.

Segundo Byrd e Velazquez (2001 *apud* SILVA e MAINER, 2008), uma outra opção seria rebocar e dispor a estrutura, previamente limpa, em um local licenciado, em águas profundas, ou ainda, dispô-la a uma distância mínima da costa mais próxima. A remoção parcial pode representar benefícios econômicos e de segurança para as operadoras, especialmente, em águas relativamente afastadas da costa. Portanto, deverá existir algum benefício ao meio ambiente marinho, principalmente, se for utilizado em conjunto com programas de recife artificial, pois, a porção da estrutura deixada no local continuará a proporcionar habitat para a vida marinha.

7.3 Tombamento no local

O descomissionamento por tombamento da estrutura é bastante similar à remoção parcial. Consiste, primeiramente, na remoção dos *topsides* que podem ser reutilizados, refugados, abandonados no fundo do mar ou afundados com a subestrutura. Posteriormente, requer o tombamento de toda a subestrutura no local, observando a existência de uma coluna d'água livre de modo a não interferir negativamente nas atividades de pesca e navegação (SILVA e MAINER, 2008).

O elevado grau de precisão e de controle necessários para que o procedimento de tombamento da subestrutura seja seguro eleva o grau de complexidade desta opção. Cargas explosivas são utilizadas para seccionar os membros críticos em uma sequência controlada de cortes, permitindo que a Jaqueta desmorone graças ao seu próprio peso. Às vezes, torna-se necessário utilizar um rebocador a fim de fornecer

força extra para que ocorra o tombamento da subestrutura (PERRY III et. al, 1998 *apud* SILVA e MAINER, 2008).

Uma vez disposta no fundo do oceano, dependendo da profundidade, a subestrutura pode passar a atuar como um habitat para a vida marinha. Devido à eliminação de custos com o transporte, esta opção é mais barata que a remoção completa. O tombamento no local pode trazer benefícios à pesca comercial, exceto aos pescadores com redes, principalmente, se a subestrutura estiver próxima à costa.

7.4 Utilização alternativa

A opção de deixar a estrutura *offshore* no local é aceita somente em caso de utilização alternativa, como por exemplo, a transformação da plataforma em centros de pesquisa, locais para o ecoturismo, cultivo marinho, base para fontes alternativas de energia (eólica), local de pesca esportiva, etc.

Cabe ressaltar que, em caso de utilização alternativa, devem-se definir as responsabilidades quanto à manutenção das estruturas, que necessitam desde o uso de boias e luzes sinalizadoras, até o controle de corrosão, visando garantir a segurança das atividades de pesca e navegação e também dos usuários do local.

8 POTENCIAIS IMPACTOS AMBIENTAIS DO DESCOMISSIONAMENTO

As discussões acerca do descomissionamento ambiental e os impactos ambientais associados ao abandono de plataformas petrolíferas ganharam destaque no cenário internacional a partir do caso de tentativa de afundamento da estrutura Brent Spar, no Mar do Norte, sob a jurisdição do Reino Unido, em 1995 (TEIXEIRA, 2013).

O poder da opinião pública levou à mudança de estratégia de descomissionamento, inicialmente *dumping* para a remoção total com reaproveitamento de sua estrutura em obras de extensão de um cais na costa norueguesa. A opção adotada foi mais dispendiosa, consumiu maior quantidade de energia e apresentou maiores riscos à força de trabalho envolvida, às rotas de navegação e ao meio ambiente; no entanto obteve o consentimento dos consumidores europeus (RUIVO, MOROOKA e GUERRA, 2001).

Em relação ao descomissionamento das estruturas *offshore* de produção, existem dois momentos importantes que podem ocasionar os impactos ambientais: o primeiro no abandono da produção, que é realizada através da cimentação/tamponamento do poço produtor; e o segundo quanto à manutenção da estrutura da plataforma no lugar da produção, seja para afundá-la, removê-la ou reciclar o aço ou concreto que a compõe (LUCZYNSKI, 2002 *apud* MACHADO, TEIXEIRA e VILANI, 2013).

No processo de remoção parcial ou total de plataformas fixas, pode-se utilizar explosivos para o rompimento de partes das subestruturas, o que resulta em uma onda de choque e em uma liberação de energia sonora debaixo d'água que podem produzir mortes ou danos em espécies marinhas, como peixes, tartarugas e mamíferos marinhos. (TEIXEIRA, 2013).

De acordo com a Agência de Clima e Poluição (CPA, 2011), órgão ligado ao Ministério de Meio Ambiente da Noruega, é comum nos processos de descomissionamento serem identificados diferentes tipos de resíduos, incluindo resíduos perigosos, tais como metais pesados, outras substâncias perigosas, materiais radioativos e amianto. Afinal, instalações construídas em décadas anteriores podem conter substâncias e materiais perigosos que tiveram seu uso proibido recentemente.

As atividades de extração e produção de petróleo e gás podem gerar acúmulo de materiais radioativos de ocorrência natural (Natural Occurring Radioactive Material – NORM), com a presença de radionuclídeos como rádio-226, rádio-228, Po-210 e Pb-210 (SCHENATO *et al.*, 2013). A maior parte desse material mantém-se armazenado provisoriamente nas instalações de produção de óleo e gás, assim, no descomissionamento pode haver NORMs e equipamentos contaminados que necessitam de uma destinação adequada, como aterros licenciados que atendam às regulamentações da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEM).

Outro fator relevante é a remoção das subestruturas das plataformas que pode afetar consideravelmente a fauna aquática devido ao revolvimento do fundo e à perda do substrato artificial, que proporcionava um novo habitat, rompendo, desta forma, novamente com o equilíbrio estabelecido. Sammarco, Atchison e Boland (2004) sugerem que a extensão de colonização de corais nas subestruturas seja considerada antes da desmobilização das estruturas. Segundo pesquisa realizada por estes autores, na região do Golfo do México, os corais das plataformas aparentam ter valor ambiental positivo.

Ainda, as atividades de descomissionamento podem causar impactos diretos à atividade pesqueira, devido à restrição de acesso temporário a determinados pesqueiros, provocada pelas rotinas de operação das embarcações associadas à desmobilização e a impossibilidade de fundeio em áreas ocupadas por dutos, caso estes não sejam removidos. Tais impactos poderão apresentar maior ou menor magnitude em função da localização do empreendimento (águas rasas ou profundas) e da interface existente entre esta localização e as características das frotas pesqueiras (artesaniais ou industriais) sediadas na área de influência (IBAMA, 2015).

De acordo com Luczynski (2002 *apud* MACHADO, TEIXEIRA e VILANI, 2013) podem ocorrer os seguintes problemas ambientais na fase do descomissionamento:

- Vazamentos de óleo que podem provocar “manchas” na superfície e também ser adsorvido por sedimentos;
- Falta de tratamento ou disposição final dos cascalhos de perfuração (lubrificantes, polímeros, detergentes, radionuclídeos naturais derivados das rochas perfuradas, etc), que normalmente são mantidos em pilhas próximas à

área perfurada, podendo ocasionar na toxicidade do ambiente e poluição térmica, em função do contato da água confinada e/ou de processo com o mar, ocasionando num consumo maior de oxigênio no entorno para manter o equilíbrio térmico da área;

- Consumo de resíduos tóxicos por parte de alguns organismos, com potencial de bioacumulação nos tecidos gordurosos, podendo vir a trazer um efeito tóxico no organismo e, conseqüentemente, em toda cadeia alimentar;
- Disposição final de grandes partes da estrutura de plataforma ou da infraestrutura de transporte;
- Presença de compostos químicos residuais e rejeitos de perfuração.

Portanto, a melhor forma de minimizar ou evitar problemas ambientais é assegurar que rígidos controles dos parâmetros de qualidade ambiental, em obediência às legislações e convenções internacionais, sejam praticados durante toda a vida produtiva do projeto.

9 OPÇÕES E DESAFIOS PARA O DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

Atualmente o Brasil possui cerca de 150 UEPs *offshore* (ANP, 2015) em funcionamento, sendo que a maior parte são unidades fixas (57%). Outras UEPs são FPSO (24%), semissubmersíveis - SS (14%) e outros tipos (5%), figura 3.

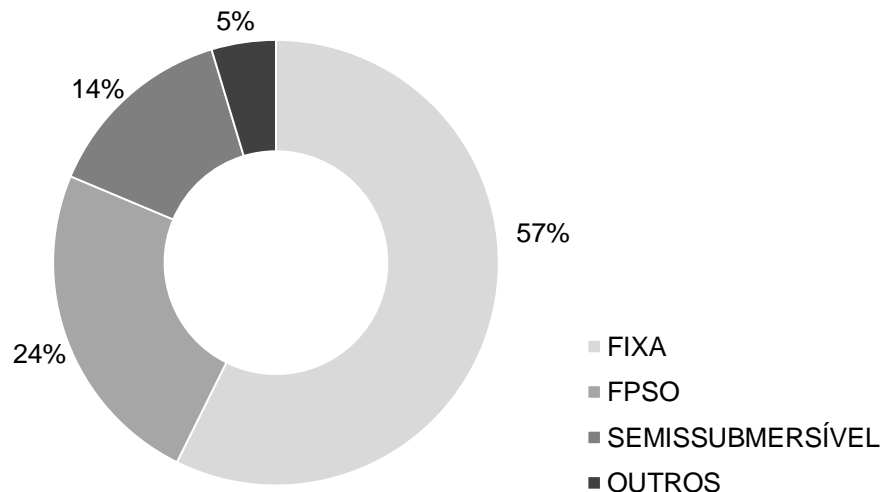


Figura 3 – Distribuição dos tipos de UEP operantes no Brasil. (Outros = *Floating, Storage and Offloading* - FSO, 2%; sonda perfuração, 1%; *Floating Production Unit* - FPU, 1%; *Tension Wellhead Leg Platform* - TLWP, 1%)

Apesar da predominância de plataformas fixas, as UEPs flutuantes (FPSO e SS) possuem grande representatividade, 38%. Essas plataformas possuem mobilidade o que facilita a sua reutilização após o descomissionamento.

Estes tipos de estruturas de produção são, comparativamente, mais fáceis e baratas de descomissionar do que as fixas, pois, são baseadas em embarcações ou em seus conceitos e, portanto, flutuam. As principais dificuldades operacionais encontradas são as desconexões das amarrações, das linhas de fluxo e dos *risers*, e também no tamponamento e abandono de poços em águas profundas, que oferecem complicações e custos adicionais (RUIVO, MOROOKA e GUERRA, 2001).

As FPSOs possuem como vantagem adicional uma grande área de convés e excesso de flutuação, permitindo que sejam adaptáveis às modificações dos *topsides*. Neste caso, os equipamentos podem ser substituídos ou reformados em

docas, antes que a instalação seja comissionada em outro campo (SILVA e MAINER, 2008).

A remoção completa dos sistemas de ancoragem de FPSO e SS é mais válida em águas superficiais, quando é utilizado tecnologias de corte existentes aliadas a pequenas embarcações. Entretanto, em águas mais profundas, a operação de remoção é possível através do uso de Veículo de Operação Remota (*Remotely Operated Vehicle* – ROV), pois se encontra acima do limite possível de trabalho de mergulhadores. Nestes casos, a solução de descomissionamento encontra-se no equilíbrio entre a opção de remoção completa e deixar no local (AMORIM, 2010).

Tanto as FPSOs como as plataformas SS podem ser utilizadas em campos de exploração situados nas águas profundas mais remotas. Como se observa na figura 4, no Brasil, em águas profundas e ultraprofundas há predominância desses tipos de UEPs, enquanto que em águas superficiais destacam-se as plataformas fixas.

Dentre o total de plataformas fixas, no Brasil, apenas três unidades possuem subestrutura de concreto; estas plataformas representam um desafio devido ao seu tamanho e peso (AMORIM, 2010). Para realizar sua remoção deve ser utilizado um processo de lastro para reflutuação, permitindo sua desconexão da estrutura com o solo. Posteriormente, pode ser rebocada e disposta em águas profundas, ou cortada e disposta em terra (RUIVO, 2001).

Outras opções de descomissionamento dessas plataformas de gravidade, como tombamento no local e remoção parcial, apresentam um risco ambiental elevado, pois podem liberar óleo ou lama residual, caso as colunas de armazenamento sejam danificadas durante o processo de tombamento ou corte.

Para as plataformas fixas do tipo Jaqueta e torre complacente, ou seja, com subestrutura em aço, existem várias opções para o descomissionamento de suas estruturas, segundo Ruivo (2001), as principais são: (1) remoção completa; (2) remoção parcial; (3) tombamento no local; (4) reutilização; e (5) deixar no local para utilizações alternativas.

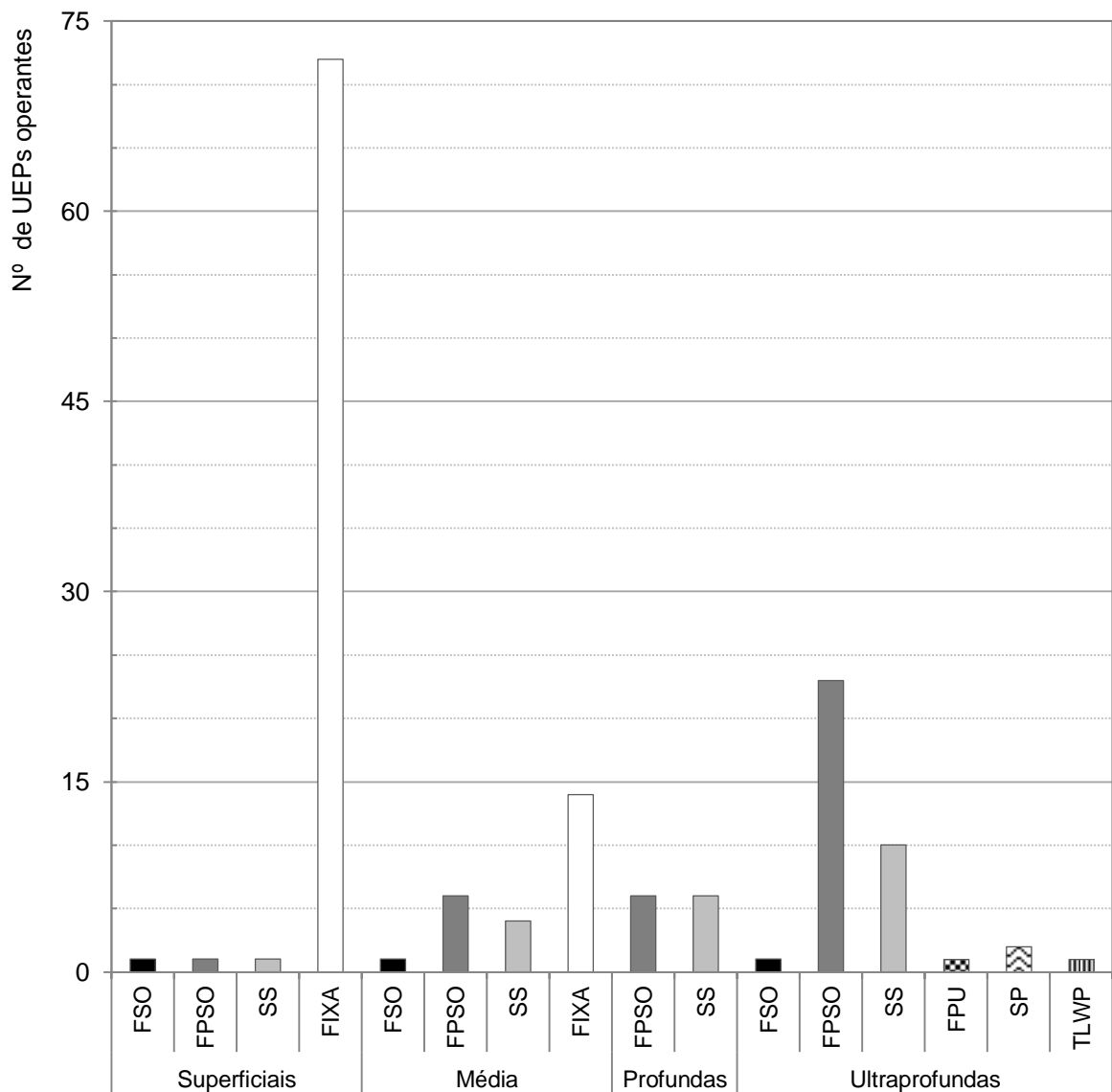


Figura 4 – Distribuição dos tipos de UEPs de acordo com a LDA (eixo x).

A remoção completa da estrutura de aço consiste no processo de instalação ao inverso. Deve ser realizada com, aproximadamente, cinco metros de profundidade abaixo do solo marinho de forma que não cause interferência para os usuários do local, como pescadores e embarcações. A limitação do processo é devida, principalmente, a capacidade do navio-guindaste para o içamento da estrutura, então, a plataforma pode ser seccionada em várias partes de acordo com o tamanho da estrutura (AMORIM, 2010).

A remoção total das subestruturas de aço apresentam várias vantagens, como o retorno às condições naturais do local, elimina riscos à atividade de pesca com redes e navegação, atende legislações internacionais e permite a reciclagem dos

materiais. Entretanto, é um processo com alto custo, risco à segurança ocupacional dos operários e de potencial geração de impactos ambientais.

A IMO estabelece que deve ser realizada a remoção completa de todas as instalações presentes em até 75m de profundidade e com peso (no ar) inferior 4.000ton (excluindo deck e *topsides*). Portanto, caso o Brasil utilize esta norma como base para as atividades de descomissionamento, existe o potencial de que até 43% das unidades de produção operantes possam enquadrar-se na remoção total. Na figura 5 observa-se a distribuição das UEPs em relação ao LDA de 75m, ressaltando-se que todas as plataformas instaladas em LDA menor ou igual a 75m são do tipo fixa, com subestrutura em aço ou concreto.

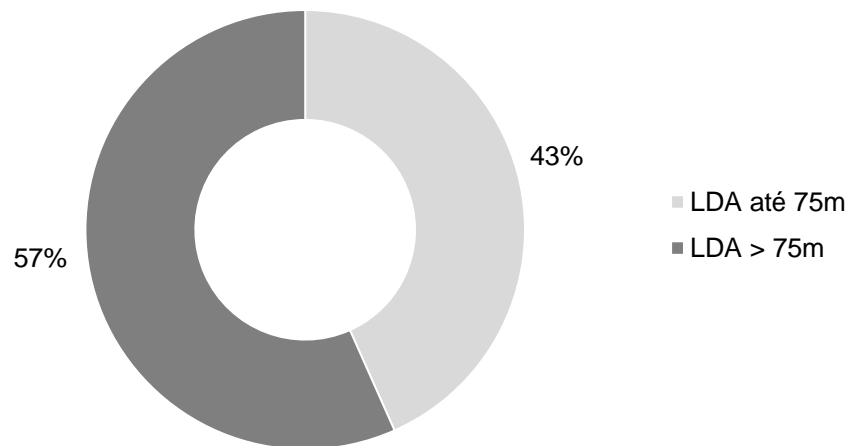


Figura 5 – Distribuição da localização da UEPs de acordo com o LDA de 75m.

Ainda, segundo a IMO, estruturas instaladas em profundidades maiores de 75m ou com peso superior a 4.000ton podem ser totalmente ou parcialmente mantidas no local. Nessas situações, deverá existir uma coluna d'água livre com, no mínimo, 55 metros entre a superfície de água e a porção remanescente da estrutura, para instalações acima de 75 metros de lamina d'água.

No processo de remoção parcial o primeiro passo é a estrutura de aço ser seccionada, deixando parte de sua estrutura no fundo do oceano. O corte é mais simples do que na remoção completa, pois pode não ser necessário o uso de explosivos, mesmo que este seja utilizado, será em pequenas cargas.

As partes removidas são dispostas em terra para reciclagem, eliminada como refugo, ou podem continuar no local, no solo marinho ao redor da porção remanescente da estrutura.

No Brasil, dentre as plataformas fixas, predomina-se a com subestrutura em aço (jaquetas). Segundo Ruivo (2001), a transformação dessas plataformas de produção, localizadas em LDA de até 100 metros, em recifes artificiais, seria uma opção interessante de descomissionamento. Apresentando o potencial de estimular o desenvolvimento do ecoturismo na zona costeira e a atividade de pesca esportiva.

Para que a opção de criação de recifes artificiais seja benéfica, é necessário regulamentação e estratégias de gestão e manutenção dos recifes artificiais para uma boa vida-útil do sistema. Afinal, o ambiente marinho não pode tornar-se um depósito de sucatas industriais, pois se trata de um complexo ecossistema com sua importância biológica, social e econômica.

Luqing e colaboradores (2011) propõem que no campo de Chengdao, China, as plataformas a serem desativadas sejam utilizadas para a formação de recifes artificiais. Uma vez que a região caracteriza-se por águas superficiais e por ter sofrido superexploração de pesca. Assim, a utilização dessas estruturas como recifes artificiais produziram impactos positivos à região.

No Brasil, aproximadamente 17% da UEPs do país encontra-se em águas profundas e 25% encontra-se em LDA maior que 1.001m (Figura 6) e existe um avanço e uma tendência a concentrar as plataformas em águas profundas e ultraprofundas. Logo, isto representa um desafio tecnológico, político, estratégico e econômico, pois os custos aumentam em função da profundidade e porque praticamente não existem experiências industriais, legislação e normas vigentes para o meio ambiente e a segurança humana sob essas condições (SANTOS, 2011).

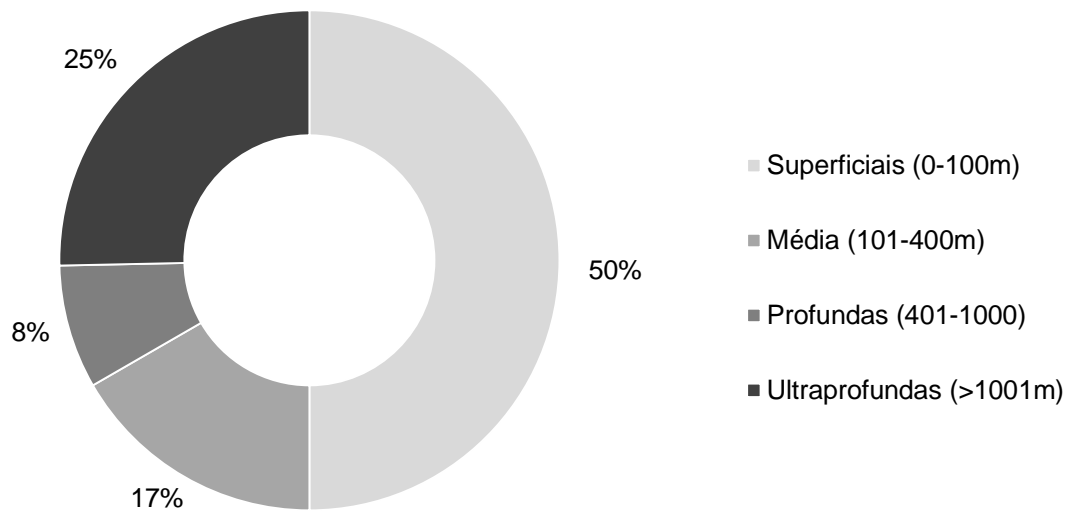


Figura 6 – Distribuição de UEPs de acordo com a LDA.

No cenário internacional, o aumento do custo de descomissionamento em função da profundidade e a ausência de experiência por parte da indústria têm proporcionado incentivos tanto para as operadoras como para as agências governamentais considerarem métodos alternativos à remoção completa (RUIVO, 2001).

Além da LDA, outro fator relevante são as distâncias dessas unidades até à costa, pois onera o transporte das estruturas para disposição ou reciclagem em terra.

10 CONCLUSÕES

Considerando as características da produção *offshore* no Brasil, conclui-se que o descomissionamento de suas estruturas representa um desafio eminente ao país, principalmente devido à carência de legislações ambientais que regulamentes estas atividades. Portanto é necessário melhor regulamentação, tecnologias e planejamento financeiro para a esta etapa da produção de petróleo e gás.

A fase de descomissionamento possui grande potencial de geração de impactos ambientais negativos, que devem ser analisados e utilizados como base para a tomada de decisão quanto à escolha do método de descomissionamento.

O Brasil apresenta a maior parte de suas plataformas de produção *offshore* fixas, cuja desmobilização é complexa nos aspectos operacionais, ambientais e de custos. Uma possível alternativa para uma parte dessas estruturas é sua utilização para a formação de recifes artificiais.

Entretanto, o Brasil apresenta a tendência de aumento de estruturas *offshore* em água ultraprofundas, caracterizadas pelo uso de UEPs flutuantes e com capacidade de mobilidade, o que facilita suas remoções. Em contrapartida, o descomissionamento de seus sistemas submarinos representa um desafio devido à grande profundidade, sendo necessários tecnologia e investimentos para que estas operações sejam realizadas de modo a garantir a minimização de impactos ambientais negativos.

11 REFERÊNCIAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2002. Portaria ANP nº 25, de 06 de março de 2002. **ANP**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>> Acessado em: 01/07/2015.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2006. Resolução ANP nº 27 de 18 de outubro de 2006 . **ANP**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>> Acessado em: 01/07/2015

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2015. Dados estatísticos mensais. ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>> Acessado em: 01/07/2015.

BRASIL, 1997. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Planalto**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm> Acessado em: 01/07/2015.

BASTOS, L. F., 2005. **O uso de recifes artificiais como instrumento de suporte à pesca em regiões produtoras de petróleo offshore**. Dissertação de mestrado, Sistema de Gestão - UFF: Niterói.

CPA, Climate and Pollution Agency, 2011. Decommissioning of offshore installations. February. **Relatório Técnico**.

EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J., 2006. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: A comparative assessment of different scenarios. **Journal of Environmental Management**, v. 79, p. 420–438.

HAMZAH, B. A., 2013. International rules on decommissioning of offshore installations: some observations. **Marine Policy**, n. 27, p. 339–348.

IBAMA, 2015. Interferência da Atividade de Petróleo na Pesca: Aspectos do Licenciamento Ambiental. **IBAMA**. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>> Acessado em: 20/08/2015.

LUQING, J.; XILAI, Z.; CHUN, L.; FENG, Y.; JUNJIE, Z., 2011. The Disposition and Management Strategy of Decommissioning Offshore Oil Platform in Chengdao, China. **Energy Procedia**, v. 5, p. 525–528.

MACHADO, C. J. S; TEIXEIRA, B. M.; VILANI, R. M., 2013. O processo de licenciamento ambiental e a fase do descomissionamento da indústria do petróleo no

Brasil. In: IX Congresso Nacional de Excelência em Gestão - Rio de Janeiro. **Resumos.**

PEREIRA, F. A. P., 2004. **Metodologia de análise econômica de projetos de óleo e gás.** Monografia, Engenharia de Produção - Escola de Engenharia, UFRJ: Rio de Janeiro.

PETROBRÁS, 2015. Tipos de plataformas. **Petrobrás.** Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html#>> Acessado em: 15/08/2015.

RUIVO, F. M., 2001. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore.** Dissertação de mestrado, Ciências e Engenharia de Petróleo - UNICAMP: Campinas.

RUIVO, F. M.; MOROOKA, C. K.; GUERRA, S. M., 2001. Descomissionamento de instalações offshore. *In:* XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica - Uberlândia. **Resumos.**

SAMMARCO, P. W.; ATCHISON, A. D.; BOLAND, G. S., 2004. Expansion of coral communities within the Northern Gulf of Mexico via offshore oil and gas platforms. **Marine Ecology Progress Series**, v. 280, p. 129-143.

SANTOS, L. F. D., 2011. **Descomissionamento de sistemas offshore técnicas, potenciais problemas e riscos relacionados ao final da vida produtiva.** Relatório de Projeto Final em Engenharia Naval - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica: Rio de Janeiro.

SCHENATO, F.; AGUIAR, L. A.; LEAL, M. A.; RUPERTI JR., N., 2013. Deposição de NORM gerado pelas indústrias de petróleo e gás no Brasil. *In:* IX Latin American IRPA Regional Congress on Radiation Protection and Safety - Rio de Janeiro. **Resumos.**

Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP/ANP, 2015. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Circulação Externa. **ANP.** N. 58, junho. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>> Acessado em: 20/08/2015.

SILVA, R. S. L.; MAINIER, F. B., 2008. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. *In:* IX Congresso Nacional de Excelência em Gestão - Rio de Janeiro. **Resumos.**

TEIXEIRA, B. M.; MACHADO, C. J. S, 2012. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. **Revista de Informação Legislativa** - Brasília, a. 49, n. 196, p. 183-203.

TEIXEIRA, B. M., 2013. **Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração**. Tese de doutorado, Pós graduação em Meio Ambiente - UERJ: Rio de Janeiro.

GLOSSÁRIO

Árvores de natal - equipamento que realiza a principal parte do processo de extração de petróleo. Pode ser diferenciado entre “Árvore de Natal seca” e “Árvore de Natal molhada”. A distinção refere-se aos componentes que são submersos ou não.

Dumping - ucdb

Manifolds - Estrutura metálica apoiada no fundo do mar e que acomoda válvulas e acessórios para o direcionamento da produção de diferentes poços.

Risers – é um condutor que liga um equipamento situado no fundo do mar à unidade de perfuração ou produção (plataforma ou navio).

Templates - Conjunto de válvulas montadas no cabeçote do poço submerso que já está em produção.