

MARINHA DO BRASIL
ESCOLA DE GUERRA NAVAL
MESTRADO PROFISSIONAL EM ESTUDOS MARITIMOS

JIME BRAGA

DESMOBILIZAÇÃO DO CAMPO DE PETRÓLEO NO BRASIL: LIÇÕES
APRENDIDAS DO MAR DO NORTE

Rio de Janeiro
2018

JIME BRAGA

**DESMOBILIZAÇÃO DO CAMPO DE PETRÓLEO NO BRASIL: LIÇÕES
APRENDIDAS DO MAR DO NORTE**

Dissertação apresentada ao curso de mestrado profissional em estudos marítimos da EGN como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Estudos Marítimos.
Área de Concentração: Segurança Defesa e Estratégia Marítima.

Prof. Dr. Rodrigo Fernandes More

Rio de Janeiro
2018

JIME BRAGA

**DESMOBILIZAÇÃO DO CAMPO DE PETRÓLEO NO BRASIL: LIÇÕES
APRENDIDAS DO MAR DO NORTE**

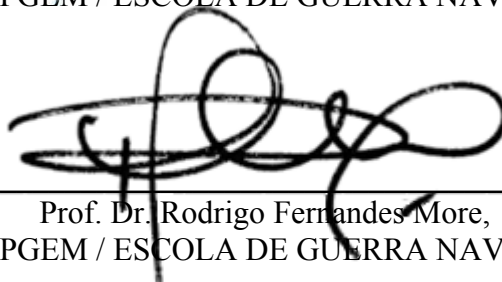
Dissertação apresentada ao curso de mestrado profissional em estudos marítimos da EGN como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Estudos Marítimos.
Área de Concentração: Segurança Defesa e Estratégia Marítima.

Aprovado em: 29 de Março de 2018.

Banca Examinadora



Prof. Dr. CMG Claudio Marin Rodrigues,
PPGEM / ESCOLA DE GUERRA NAVAL



Prof. Dr. Rodrigo Ferrandes More,
PPGEM / ESCOLA DE GUERRA NAVAL



Prof. Dra. Daniele Dionisio da Silva,
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

Dedico este trabalho à minha família, amigos e a Dudu.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Marinha do Brasil pela minha formação acadêmica, militar, profissional e como cidadão nestes últimos 20 anos.

Ao meu orientador, Dr. Rodrigo Fernandes More, os meus sinceros agradecimentos pela sua enorme capacidade e conhecimentos empregados em seus sempre sábios aconselhamentos assim como pela sua disponibilidade e atenção no acompanhamento dos meus esforços de pesquisa e consolidação deste árduo trabalho.

A todos os comandantes e chefes de máquinas que ao longo da minha carreira me ensinaram, muito além dos aspectos técnicos e gerenciais de meu ofício, o verdadeiro significado de ser um Homem do Mar, o que é ao mesmo tempo o maior orgulho de minha vida e o maior desafio entre todos.

A todos os professores da ETRB, EFOMM, CIABA, CIAGA, FGV e PPGEM sem os quais eu jamais poderia sequer sonhar ser um mestre e para os quais não existem palavras para descrever o quão importante eles foram para minha formação.

Dias inteiros de calma, noites de ardência,
dedos no leme e olhos no horizonte, descobri a
alegria de transformar distâncias em tempo.

Um tempo em que aprendi a entender as coisas do
mar, a conversar com as grandes ondas e não
discutir com o mal tempo.

A transformar o medo em respeito, o respeito em
confiança.

Descobri como é bom chegar quando se tem
paciência.

E para se chegar onde quer que seja, aprendi que
não é preciso dominar a força, mas a razão. É
preciso antes de mais nada querer.

(AMYR KLINK)

RESUMO

A considerável dependência de fontes de energia para sustento do modo de vida da sociedade contemporânea denota a preponderância do estudo sobre vários aspectos que envolvem a obtenção e o uso de fontes de energia, com destaque aos hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) como os principais. Os hidrocarbonetos deram origem a uma das maiores indústrias da atualidade, que teve início em diversos países na segunda metade do século XIX. Quanto aos meios de obtenção de hidrocarbonetos, no entanto, é evidente a evolução de algumas etapas do ciclo de vida de campos de petróleo submarinos, notadamente aquelas necessárias à obtenção de ganhos financeiros oriundos da comercialização desse recurso energético, justamente por ser o lucro o principal fator de atração de investimentos para execução de campanhas de extração de petróleo por empresas e governos. Com o esgotamento de campos de petróleo, porém, urge a necessidade de regulamentação e execução do abandono desses campos que, em síntese, consiste nas providências a serem tomadas com relação às instalações e ao meio ambiente da região na qual a campanha de extração do recurso energético aconteceu. O abandono de campo de petróleo submarino, no Brasil, ainda é algo incomum. Em consequência da proximidade do fim das campanhas de extração de campos antigos, no entanto, é possível admitir a importância cada vez maior desse tema na indústria local respectiva. No outro extremo, como elemento de comparação e referência, observa-se o estágio de maturidade e desenvolvimento na indústria e no governo do Reino Unido quanto ao conhecimento e às práticas acerca do abandono de campo de petróleo submarino. O presente trabalho, pois, objetiva analisar o abandono de campo de petróleo submarino da Bacia de Campos, localizada no litoral brasileiro, tanto em termos operacionais quanto normativos, ao comparar os seus principais aspectos com os da Bacia do Sul do Mar do Norte, localizada no litoral do Reino Unido. Esse estudo analítico e comparativo contempla, portanto, as especificidades da estrutura institucional do Brasil e do Reino Unido, verificando eventuais lacunas na legislação do modelo brasileiro, com a finalidade de propor melhorias ao processo de abandono de campo de petróleo submarino da Bacia de Campos. A metodologia de pesquisa utilizada foi o estudo comparativo, complementado pela abordagem indutiva.

Palavras-chave: Abandono de campo. De-comissionamento. Bacia de Campos. Petróleo e gás. Mar do Norte. Sistema submarino de produção.

ABSTRACT

The high dependence on energy sources to maintain the contemporary society way of life, denotes the preponderance of the study on various aspects, involving the obtainment and use of all kinds of energy sources, specially hydrocarbons sources such as oil and natural gas. Hydrocarbons gave rise to one of the biggest industries of nowadays, which began in several countries in the second half of the XIX century. As to the means of production of hydrocarbons, is evident the enhancement of the phases of the offshore oilfields life cycle, notably those responsible for bringing financial returns after the commercialization of energy resources, as the profitability drives the decisions to invest and therefore, execute the oilfield development projects by companies and Governments. However, with the oilfields depletion, the urge for regulation to guide the not commercial and depleted abandonment campaigns arise, which basically consists of the steps to be taken with respect to facilities and environment of the region, in which the exploitation of the energy resources took place. The oilfield abandonment, in Brazil, is unusual and, as the days go by, more fields deplete or became not commercial, presenting a clear signal to the authorities, about the importance of the theme in the local industry. At the discretion of comparison and for reference, on the other hand, the United Kingdom is well known worldwide as per the knowledge and maturity achieved regarding the offshore oilfield abandonment good practices. This study, therefore, aims to analyze the abandonment of offshore oil fields in Campos Basin, located on the Brazilian coast, both in normative and operational terms by comparing with the main aspects of the Southern Basin of the North Sea, located offshore United Kingdom. This work includes comparative and analytical study and therefore, the specificities of the institutional structure of the United Kingdom and Brazil, evaluating any gaps in the Brazilian legislation in order to propose improvements to the process of abandonment of offshore oil field in the Campos Basin. The research methodology used was the comparative study, complemented by the inductive approach.

Keywords: Oil field abandon. Decommissioning. Campos Basin. Oil & Gas. North Sea. Submarine production system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Localização da Bacia de Campos.....	26
Figura 2	Ciclo de vida de campos de petróleo.....	27
Figura 3	Equipamentos submarinos.....	28
Figura 4	Campo de petróleo submarino.....	29
Figura 5	Evolução profundidade de operação Brasil 1977 a 2003.....	31
Figura 6	Bacia sedimentar.....	37
Figura 7	Reservatório de petróleo e gás natural.....	39
Figura 8	Sondagem de campo de petróleo.....	41
Figura 9	Morfologia litorânea.....	42
Figura 10	Fórmula da taxa de recuperação.....	43
Figura 11	Substituição em um reservatório.....	45
Figura 12	Base de equipamento submarino.....	55
Figura 13	Coletor submarino.....	56
Figura 14	<i>Jumper</i>	57
Figura 15	Cabeça de poço.....	58
Figura 16	Árvore de natal submarina.....	58
Figura 17	Cabo umbilical.....	59
Figura 18	Sistema de produção submarino.....	61
Figura 19	Zonas UNCLOS-82.....	86
Figura 20	Impacto do Decom prematuro em infraestrutura interconectada.....	123
Figura 21	Órgãos reguladores UK – de-comissionamento.....	125
Figura 22	Criação da OGA.....	127
Figura 23	Fases do de-comissionamento.....	137
Figura 24	Alternativas para Decom.....	147
Figura 25	<i>Topside</i>	150
Figura 26	Içamento único de topside.....	153
Figura 27	<i>Topside</i> e jaqueta.....	154
Figura 28	Geração eólica.....	155
Figura 29	Abandono de jaqueta <i>in situ</i>	156
Figura 30	Abandono de jaqueta <i>ex situ</i> – restaurante REM.....	157
Figura 31	Tipos de plataformas.....	162
Figura 32	Sistema de produção submarino moderno.....	164

Figura 33	EAP Decom – pacotes de trabalho.....	171
Figura 34	Reunião de-comissionamento com ANP.....	195
Figura 35	Cronograma de desenvolvimento Tubarão Azul.....	197
Figura 36	Plataformas de Cação.....	202
Figura 37	Poços de Cação.....	204
Figura 38	Unidades Decom de Cação.....	207
Figura 39	Cronograma Decom Cação.....	209
Figura 40	Plataformas de <i>Indefatigable</i>	218
Figura 41	<i>Indefatigable</i> – localização e esquema do campo.....	219
Figura 42	<i>Indefatigable</i> Kilo – remoção peça por peça.....	221
Figura 43	<i>Indefatigable</i> Juliet-P – remoção engenharia reversa.....	222
Figura 44	<i>Indefatigable</i> – desmonte final no estaleiro.....	224
Figura 45	Brent – localização e <i>layout</i>	228
Figura 46	Brent – uso alternativo de instalações.....	230
Figura 47	Brent Spar – esquema e foto.....	231
Figura 48	Brent – operação desmonte Brent Spar.....	232
Figura 49	Brent – método de disposição final Brent Spar.....	233

LISTA DE FLUXOGRAMAS

Fluxograma 1	Fluxo de Decom de <i>topside</i>	152
Fluxograma 2	Fluxo de Decom jaqueta.....	161
Fluxograma 3	Linha do tempo abandono campo submarino.....	172
Fluxograma 4	CHK-09 fluxograma reciclagem.....	183

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Fontes de energia no mundo.....	25
Gráfico 2	Produção brasileira vs preços 1970 – 2016.....	30
Gráfico 3	Consumo mundial de energia.....	46
Gráfico 4	Histórico BC – poços exploratórios.....	65
Gráfico 5	Reservas de O&G UK 2012 – 2016.....	72
Gráfico 6	Esforços de abandono vs tempo.....	138
Gráfico 7	Exemplo de curva de produção vs tempo.....	142
Gráfico 8	Fluxo de caixa vs tempo.....	144
Gráfico 9	Grupos de processos esforço vs tempo.....	167
Gráfico 10	Estimativa de custos em projetos de Decom.....	178
Gráfico 11	Panorama estaleiros da Lista UE.....	184
Gráfico 12	Instalação <i>topsides</i> Brasil.....	188
Gráfico 13	Plataformas por Lâmina d’Água e idade.....	189
Gráfico 14	Campos com grande potencial para de-comissionamento.....	191
Gráfico 15	Previsão custo vs atividade 2017 – 2025.....	215
Gráfico 16	<i>Indefatigable</i> – prazos realizados.....	225
Gráfico 17	Conhecimento convenções internacionais no Brasil.....	237

LISTA DE MAPAS

Mapa 1	Margem Leste brasileira.....	40
Mapa 2	Localização da SNS.....	80
Mapa 3	Partes na LC e LP – 2017.....	90
Mapa 4	Nordeste do Atlântico e países signatários da OSPAR–92.....	93
Mapa 5	Regimes de concessão BC e BS.....	97
Mapa 6	Localização poços de petróleo em março de 2017.....	136
Mapa 7	Demanda potencial Decom Brasil.....	190
Mapa 8	Localização do campo Tubarão Azul.....	198
Mapa 9	Disposição final Cação.....	208

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Resoluções ANP.....	105
Quadro 2	Panorama institucional INT e BR.....	111
Quadro 3	Estrutura analítica institucional Decom UK.....	114
Quadro 4	EAP Decom.....	141
Quadro 5	Critérios para Decom <i>offshore</i>	148
Quadro 6	Abandono de jaqueta – <i>In situ</i>	158
Quadro 7	Abandono de jaqueta – <i>Pars</i>	159
Quadro 8	Abandono de jaqueta – <i>Ex situ</i>	160
Quadro 9	Grupos de processos e áreas de conhecimento.....	169
Quadro 10	Materiais oriundos do desmonte.....	179
Quadro 11	Contratos BC com vencimento em 2025.....	192
Quadro 12	Histórico pedido Decom campos BC.....	194
Quadro 13	Sequência desmontagem <i>topside</i> Cação.....	205
Quadro 14	Brent – histórico de desenvolvimento.....	226

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Linha do tempo BC.....	66
Tabela 2	Dados BC.....	67
Tabela 3	Linha do tempo SNS.....	74
Tabela 4	Dados SNS.....	75
Tabela 5	Contexto operacional BC vs SNS.....	80
Tabela 6	Contexto institucional internacional.....	94
Tabela 7	Contexto institucional brasileiro.....	110
Tabela 8	Contexto institucional do Reino Unido.....	134
Tabela 9	Capacidade instalada desmonte Brasil.....	186
Tabela 10	Cronograma de atividades e informações do campo de Cação.....	200
Tabela 11	Dutos de transferência - Cação.....	203
Tabela 12	Demanda de Decom MN 2017 – 2025.....	211
Tabela 13	Previsão de custos - Decom MN 2017 – 2025.....	212
Tabela 14	Decom equipamentos MN 2017 – 2025.....	214
Tabela 15	SNS Decom aprovado.....	216
Tabela 16	<i>Indefatigable</i> – estimativa de peso dos componentes.....	220
Tabela 17	<i>Indefatigable</i> – desempenho remoção por balsa.....	223
Tabela 18	<i>Indefatigable</i> – custos com destinação final.....	225
Tabela 19	Dados comparados – SNS e BC.....	235
Tabela 20	Campos SNS x BC – dispersão por tempo em operação.....	236
Tabela 21	Campos SNS x BC – dados comparados.....	243
Tabela 22	Contexto institucional INT BR UK.....	252

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AJB	Águas Jurisdicionais Brasileiras
ANIFPO	Anglo-North Irish Fish Producers Organization
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APR	Análise Preliminar de Riscos
BC	Bacia de Campos
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
BEIS	Department for Business, Energy and Industrial Policy
BES	Bacia do Espírito Santo
BNOC	British National Oil Corporation
BOE	Barril equivalente em petróleo
BP	British Petroleum
BR	Brasil
BS	Bacia de Santos
BTU	British Thermal Unit
CA	Competent Authority
CAPEX	Capital Expenditure
CB-92	Convenção de Brasília de 1992
CCS	Convention on Continental Shelf
CFCLR	Convention on Fishing and Conservation of Living Resources
CHK-09	Convenção de Hong Kong de 2009
CHS	Convention of High Seas
CIABA	Centro de Instrução Almirante Braz de Aguiar
CIAGA	Centro de Instrução Almirante Graça Aranha
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CoP	Cease of Production
COP7	7º Conferência das Partes
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
CPVV	Compania Portuária Vila Velha
CS	Continental Shelf
CSD	Compulsory Settlement of Disputes
CST	Cabo de São Tomé
CTS	Convention on Territorial Seas
CZ	Contiguous Zone
DAP	Documento para Abandono de Poço
DECC	Department of Energy and Climate Change
Decom	De-comissionamento, desmobilização, desativação ou abandono.
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DTI	Department of Trade and Industry
E&P	Exploração e Produção
EAP	Estrutura Analítica de Projeto
EEZ	Economic Exclusive Zone
EFOMM	Escola de Formação de Oficiais da Marinha Mercante
EGN	Escola de Guerra Naval
EHS	English Heritage Service

EIA	Environmental Impact Assessment
EIAM	Estudo de Impacto Ambiental
EPA	Environmental Protection Agency
ES	Espírito Santo
E-SIC	Sistema Eletrônico do Serviço de Informações ao Cidadão
ETRB	Escola Tenente Rego Barros
EU	União Europeia
EUA	Estados Unidos da América
EUD	European Directive
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FPF	Floating Production Facilities
FPS	Floating Production Systems
FPSO	Floating Production, Storage & Offloading
FSO	Floating and Storage Offloading Unit
FSU	Floating Storage Units
GBS	Gravity-Concrete Base Structure
GLA	General Lighthouse Authorities
GNP	Gás Natural de Petróleo
GP	Gerenciamento de Projetos
GPS	Global Positioning System
HLV	Heavy Lift Vessel
HMRC	Her Majestic Revenue and Customs
HMT	Her Majestic Treasury
HRA	Habitat Regulation Appraisal
HSE	Health and Safety Executive
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ID	Integrated Deck Structure
IEA	International Energy Agency
IHM	Inventory of Hazardous Materials
ILS	In-line Structure
IMO	International Maritime Organization
JNCC	Joint Nature Conservation Committee
LAI	Lei de Acesso à Informação
LC-72	London Convention 1972
LDA	Lâmina d'Água
LDT	Light Displacement Tonnes
LP-96	London Protocol 1996
LSA	Low Specific Activity
LTFD	Long-Term Field Development Project
MARPOL	Marine Oil Pollution Convention
MB	Marinha do Brasil
MCA	Marine and Coastguard Agency
MDE	Microscopic Displacement Efficiency
MER	Maximising Economic Recovery
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MN	Mar do Norte
MOE	Melhor Opção de Engenharia
MT	Mar Territorial
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego

ND	Notificação de Devolução
NFFO	National Federation of Fishermen's Organizations
NIFFO	Northern Ireland Fisherman's Federation
NLB	Northern Lighthouse Board
NNS	North Northern Sea Basin
NORM	Naturally Occurring Radioactive Materials
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
NRW	Natural Resources Wales
O&G	Óleo e Gás
OGA	Oil & Gas Authority
ONG	Organização Não Governamental
OPEX	Operational Expenditure
OSDR	Offshore Safety Directive Regulator
OSPAR-92	Oslo Paris Convention 1992
P&A	Well Plug & Abandonment
PAT	Programa Anual de Trabalho e Orçamento
PCA	Projeto de Controle Ambiental
PD	Plano de Desenvolvimento
PDA	Plano de Devolução de Áreas
PDI	Programa de Desativação de Instalações
PLEM	Pipeline End Manifold
PLET	Pipeline End Termination
PMBOK	Project Management Book of Knowledge
PMI	Project Management Institute
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
POB	People on Board
PUC	Pontifícia Universidade Católica
PPGEM	Programa de Pós Graduação em Estudos Marítimos
RD	Research and Development
RFD	Relatório Final de Devolução
RFDI	Relatório Final de Desativação das Instalações
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
ROV	Remotely Operated Vehicle
RR	Recovery Rate
RSP	Regional Sea Program
RSPB	Royal Society for the Protection of Birds
RT	Regulamento Técnico
RUE-13	Regulamento da União Europeia para Reciclagem de Navios de 2013
SEMA	Secretaria Especial do Meio Ambiente
SBM	Single Buoy Mooring Facilities
SCR-15	Offshore Installations (Safety Case etc) Regulations 2015
SEPA	Scottish Environmental Protection Agency
SFF	Scottish Fisherman's Federation
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente
SM	Subsea Manifold
SMP	Super Modular Packages
SNH	Scottish National Heritage
SNS	South North Sea Basin
SOBENA	Sociedade Brasileira de Engenharia Naval
SoS	Secretary of State

SPA	Sistema de Produção Antecipada
SRP	Ship Recycling Plan
ST	Subsea Template
TH	Trinity House
TIMS	Terminal Intermodal de Serra
TLP	Tension Leg Platform
TS	Territorial Sea
UCP	Universidade Católica de Petrópolis
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFF	Universidade Federal Fluminense
UFPR	Universidade Federal do Paraná
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UK	United Kingdom
UKCS	United Kingdom Continental Shelf
UKHO	United Kingdom Hydrographic Office
UN	United Nations
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea
UNEP	United Nations Environment Programme
VPL	Valor Presente Líquido
WBS	Work Breakdown Structure
WDC	Whale and Dolphin Conservation Society
WWF	World Wildlife Federation
ZC	Zona Contígua
ZEE	Zona Econômica Exclusiva

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	24
1	CAMPO DE PETRÓLEO SUBMARINO	36
1.1	O PETRÓLEO.....	36
1.2	SISTEMA DE PRODUÇÃO SUBMARINO.....	46
1.3	CICLO DE VIDA DO CAMPO DE PETRÓLEO.....	48
1.3.1	Obtenção do Acesso	48
1.3.2	Exploração	49
1.3.3	Avaliação	49
1.3.4	Desenvolvimento	50
1.3.5	Produção;	52
1.3.6	Abandono	53
1.4	EQUIPAMENTOS SUBMARINOS.....	54
1.4.1	Subsea Template	54
1.4.2	Subsea Manifold	55
1.4.3	PLET PLEM ILS	56
1.4.4	Jumper	56
1.4.5	Subsea Wellhead	57
1.4.6	Subsea Trees	58
1.4.7	Umbilical Systems	59
1.4.8	Subsea Pipelines	59
1.4.9	Integração de Equipamentos Submarinos	60
1.5	O PETRÓLEO NO BRASIL.....	61
1.5.1	A Bacia de Campos	62
1.6	O PETRÓLEO NO REINO UNIDO.....	68
1.6.1	A Bacia Sul do Mar do Norte	72
2	CONTEXTO INSTITUCIONAL	82
2.1	INTERNACIONAL.....	82
2.1.1	United Nations Convention on the Law of the Sea – 1958 (UNCLOS-58)	83
2.1.2	United Nations Convention on the Law of the Sea – 1982 (UNCLOS-82)	85
2.1.3	International Maritime Organization (IMO)	88

2.1.3.1	Remoção de Instalações <i>Offshore</i>	88
2.1.3.2	Convenção de Londres 1972 & Protocolo 1996.....	90
2.1.4	Programa de Mares Regionais	92
2.1.5	Cronologia	94
2.2	BRASIL.....	94
2.2.1	Regimes de Concessão	95
2.2.2	Política Nacional do Meio Ambiente	97
2.2.3	Política Energética Nacional	98
2.2.4	Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA)	99
2.2.4.1	Resolução CONAMA 23/94.....	100
2.2.4.2	Resolução CONAMA 237/97.....	101
2.2.4.3	Resolução CONAMA 350/04.....	102
2.2.5	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	102
2.2.6	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	103
2.2.6.1	Portaria ANP 25/02.....	104
2.2.6.2	Resolução ANP 27/06.....	104
2.2.6.3	Resolução ANP 25/14.....	107
2.2.7	Cronologia	109
2.3	REINO UNIDO.....	112
2.3.1	Oslo Paris Convention 1992 (OSPAR-92)	115
2.3.2	Regulamentação para Casos de Segurança	116
2.3.3	Petroleum Act 1998	117
2.3.4	Energy Act 2008	118
2.3.5	Infrastructure Act 2015	119
2.3.6	Environmental Impact Assessment (EIA) 1999 & Habitat Regulation Appraisal (HRA) 2001	119
2.3.7	Maximising Economic Recovery (MER)	120
2.3.7.1	Wood Review.....	120
2.3.7.2	Política de Decom.....	122
2.3.7.3	Estratégia.....	123
2.3.8	Órgãos Reguladores	125
2.3.8.1	Oil & Gas Authority (OGA).....	126
2.3.8.2	Department for Business, Energy and Industrial Policy (BEIS).....	128
2.3.8.3	Her Majesty's Treasury (HMT).....	129

2.3.8.4	Health and Safety Executive (HSE).....	130
2.3.9	Outros Atores	131
2.3.9.1	Regulação Ambiental.....	131
2.3.9.2	Conservação Ambiental.....	131
2.3.9.3	Não Governamentais.....	132
2.3.9.4	Pesca.....	132
2.3.9.5	Navegação.....	133
2.3.9.6	Cronologia.....	134
3	ABANDONO DE CAMPO DE PETRÓLEO SUBMARINO	135
3.1	DEFINIÇÕES E PARTICULARIDADES.....	135
3.2	ASPECTOS OPERACIONAIS.....	140
3.2.1	Métodos	141
3.2.1.1	Ceasse of Production (CoP).....	142
3.2.1.2	Melhor Opção de Engenharia (MOE).....	145
3.2.2	Classificação dos Sistemas	149
3.2.2.1	Topsides.....	149
3.2.2.2	Jaqueta.....	154
3.2.2.3	Unidade Estacionária de Produção (UEP).....	161
3.2.2.4	Equipamentos Submarinos.....	162
3.2.2.5	Poços.....	164
3.2.3	Gerenciamento de Projetos (GP)	165
3.2.3.1	Grupos de Processos.....	166
3.2.3.2	Áreas de Conhecimento.....	167
3.2.3.3	Estrutura de Gerenciamento de Projetos (GP).....	168
3.2.3.4	Execução de Projeto de Decom.....	172
3.2.3.4.	<i>Gerenciamento</i>	173
¹ 3.2.3.4.	<i>Poço</i>	174
² 3.2.3.4.	<i>Preparação</i>	175
³ 3.2.3.4.	<i>Remoção</i>	175
⁴ 3.2.3.4.	<i>Recuperação</i>	176
⁵ 3.2.3.4.	<i>Reciclagem</i>	176
⁶ 3.2.4	Destinação Final	178
3.2.4.1	Contexto Histórico.....	180
3.2.4.2	Contexto Institucional.....	181

3.2.4.2.	<i>Convenção de Brasília</i>	181
3.2.4.2.	<i>Convenção de Hong Kong</i>	182
3.2.4.2.	<i>Regulamento da União Européia</i>	183
3.3	DECOM NO BRASIL.....	187
3.3.1	Tubarão Azul	196
3.3.2	Cação	198
3.4	DECOM NO REINO UNIDO.....	210
3.4.1	Indefatigable	215
3.4.2	Brent	226
4	COMPARATIVO BRASIL & REINO UNIDO	234
4.1	ASPECTOS GERAIS - BACIA DE CAMPOS & SOUTH NORTH SEA BASIN.....	234
4.2	ASPECTOS OPERACIONAIS BRASIL.....	244
4.3	ASPECTOS OPERACIONAIS REINO UNIDO.....	247
4.4	ASPECTOS INSTITUCIONAIS BR & UK.....	251
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	256
5.1	LEGISLAÇÃO.....	256
5.2	OPORTUNIDADE.....	256
5.3	DESTINAÇÃO FINAL.....	257
5.4	ESTRUTURA.....	258
5.5	MEIO AMBIENTE.....	258
5.6	LIDERANÇA.....	259
	REFERÊNCIAS	261
	ANEXOS	272
	ANEXO A - MAPA BACIA DE CAMPOS.....	272
	ANEXO B - MAPA SOUTH NORTH SEA BASIN.....	273
	ANEXO C - LAI – SOLICITAÇÃO DE DOCUMENTOS BACIA DE CAMPOS (BC).....	274
	ANEXO D - EU JOURNAL – <i>APPLICATIONS OF SHIP RECYCLING FACILITIES</i>	278
	ANEXO E - OIL & GAS UK – <i>UKCS DECOM FACTS AND FIGURES</i>	289
	ANEXO F - CRONOLOGIA DOS EVENTOS SOBRE O DECOM DE BRENT SPAR.....	290

INTRODUÇÃO

A presente dissertação objetiva demonstrar as possibilidades de incorporação de lições aprendidas no processo de abandono aos campos de petróleo submarinos brasileiros, mais especificamente da Bacia de Campos (BC), por meio de análise das soluções legais e operacionais adotadas na porção do Mar do Norte (MN), localizado no Reino Unido, mais especificamente na Bacia do Sul do MN¹, visando a melhoria contínua de projetos de abandono no Brasil.

Abandono ou Decom designa a última fase do ciclo de produção de petróleo em que ocorre a remoção total ou parcial das instalações e, portanto, literalmente, o abandono dos poços produtores e dos equipamentos respectivos.

São operações complexas que envolvem uma série de peculiaridades, tendo em vista a multiplicidade de variáveis ambientais incidentes nos locais de produção, que precisam ser planejadas meticulosamente e acompanhadas pelos órgãos fiscalizadores e garantidores de ambiente saudável. (WIEGAND, 2011, p. 1).

Decom envolve planejamento de longo prazo e abrange várias fases e áreas com a finalidade de desmontar, remover ou reposicionar, de forma definitiva, os equipamentos empregados durante a fase de produção de campos de petróleo.

A importância de assuntos relacionados ao ciclo de produção de petróleo nos dias atuais justifica-se com base na seguinte assertiva: a maior fonte de energia atualmente utilizada pelo homem origina-se da exploração² de petróleo, conforme apresentado, a seguir, no gráfico 1.

¹ *South North Sea Basin (SNS)*.

² Extração de recurso natural com fins econômicos.

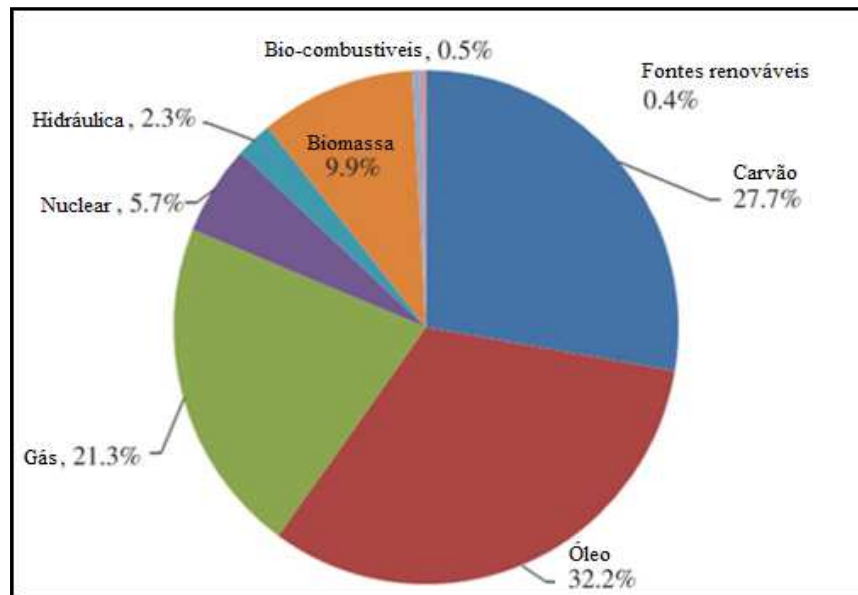


Gráfico 1: Fontes de energia no mundo
 Fonte: Timilsina, 2013 (tradução do autor)

As definições dos principais termos, bem como o significado de abreviaturas e siglas utilizados nesta dissertação podem ser encontradas na Lista de Abreviaturas e Siglas, em notas de rodapé e ao longo da pesquisa, como alguns termos mencionados nesta introdução:

- Plataforma – unidade de superfície que executa a perfuração, o controle da vazão e do fluxo e, em alguns casos, faz a separação inicial do petróleo bruto extraído da terra;
- Poço – escavação promovida para viabilizar o acesso a determinado reservatório de petróleo, localizado abaixo da crosta terrestre;
- Exploração – esforço para mensurar qualidade a quantidade de óleo em reservatório, bem como outras variáveis de interesse correlato;
- Exploração – extração de recurso natural, no caso o petróleo, com fins econômicos; e
- *Offshore* – termo utilizado na indústria para designar atividades executadas no mar, entre outras.

Existem, no Brasil, campos de petróleo terrestres e marítimos. Esta pesquisa se atem aos estudos dos campos do Brasil e do Reino Unido, iniciando por um breve histórico.

O início da exploração de petróleo no Brasil remonta aos tempos do Império, desde quando Marquês de Olinda cedeu o direito a José Barros de Pimentel de realizar a extração de betume nas margens do rio Marau, localizado no estado da Bahia, até quando o engenheiro agrônomo Manoel Inácio de Bastos encontrou a “lama preta” que acendia as lamparinas no bairro de Lobato, em Salvador, no estado da Bahia, em

1930. Em 1932, ele conseguiu entregar ao então presidente da República, Getúlio Vargas, um laudo técnico que comprovara aquela descoberta. Em 1939, foi, portanto, oficialmente, considerada a primeira jazida de petróleo explorável comercialmente no país. (SOUSA, 2016).

Foi instituído, em 1938, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Em 1949, por sua vez, entra em operação, na região do Recôncavo Baiano, o primeiro oleoduto brasileiro. Em 1950, consolida-se a instalação da refinaria Landulfo Alves, no município de Mataripe, reconhecida como a primeira refinaria do Brasil. Em 1950, o primeiro navio petroleiro é lançado ao mar. Em 3 de outubro de 1953, por sua vez, é fundada a Petrobras - empresa petrolífera estatal – concomitantemente à promulgação da lei que instituiu o monopólio na extração e refino do petróleo em território nacional. A primeira descoberta de petróleo no mar foi registrada no campo de Guaricema, no estado de Sergipe, em 1968. (PETROBRAS, 2017a).

De acordo com a Petrobras (2017b), a BC é a principal região sedimentar já explorada na costa brasileira. Ela se estende das imediações da cidade de Vitória, no estado do Espírito Santo (ES), até o município de Arraial do Cabo, localizado no litoral norte do estado Rio de Janeiro, em uma área de aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados.

O primeiro campo com volume comercial descoberto na BC foi o de Garoupa, em 1974, a 124 metros de profundidade. No ano seguinte, no entanto, é descoberto o campo de Namorado e, em 1976, o de Enchova. Em 13 de agosto de 1977 começa a produção comercial *offshore* em Enchova, também na BC (PETROBRAS, 2017b). A figura 1 apresenta a posição geográfica da BC.

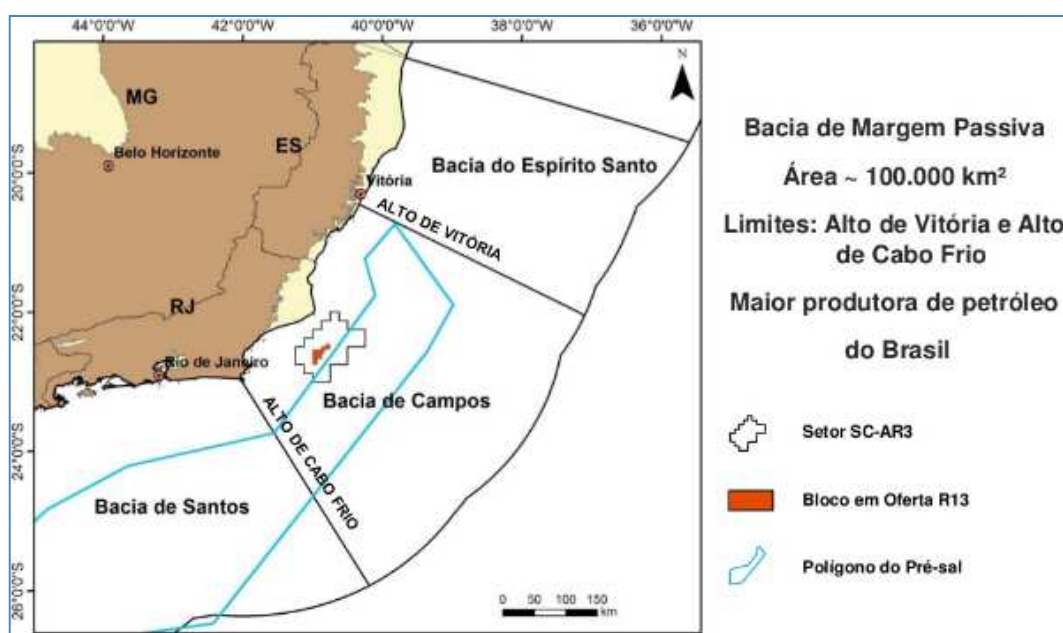


Figura 1: Localização da Bacia de Campos
 Fonte: ANP, 2015a

Em 1984, ainda na Bacia de Campos, foi descoberto o primeiro campo de grandes proporções em águas profundas do país: Albacora. Mais tarde surgiram outros campos na mesma bacia: Marlim, Roncador, Barracuda e Caratinga (PETROBRAS, 2017b).

Segundo Dourado (2007, p. 109), encontrar e extrair petróleo no mar constitui-se em atividade complexa, minuciosa e lenta. O processo de extração de petróleo, esquematicamente, apresenta cinco fases; a saber: exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e abandono.

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), porém, existe mais uma etapa: a conquista do acesso. Dessa forma, percebe-se o ciclo de extração de hidrocarbonetos³ em campos marítimos viabilizados por meio de seis fases, que, assim, perpetram o ciclo de vida de um campo: (1) a conquista do acesso aos campos ou áreas a serem exploradas; (2) a fase de exploração com vistas a delimitar o quantitativo e o qualitativo de reservas desses campos; (3) a avaliação da viabilidade técnico-econômica da campanha exploratória; (4) o desenvolvimento das opções viáveis de exploração do campo e instalação física dele; (5) a fase de produção na qual os recursos energéticos primários são extraídos da natureza; e por fim, (6) a fase de abandono ou Decom do campo, em que o primado de preservação do ambiente deve atender às condições previstas na legislação e contratos firmados. É possível, pois, visualizar a sequência do ciclo de vida de um campo de petróleo na figura 2.



Figura 2: ciclo de vida de campos de petróleo
Fonte: Elaboração própria

A viabilização do acesso, no Brasil, ocorre por meio de leilões ou cessão de contratos existentes. A exploração visa a determinar com maior precisão as reservas e alguns dados

³ Hidrocarbonetos são compostos formados apenas por átomos de hidrogênio e carbono. São os principais constituintes do petróleo, que pode ter em sua composição hidrocarbonetos cujas moléculas possuem trinta carbonos ou mais (PEDROLO, 2014).

geofísicos e geológicos do reservatório, a fim de permitir a fase de avaliação, na qual são realizados estudos técnicos, projetos, cálculos e acordos, objetivando iniciar o desenvolvimento do campo, etapa que consiste, basicamente, na mobilização, compra de equipamentos e serviços, instalações e comissionamentos ao fim do desenvolvimento do campo, portanto, inicia-se a fase de produção, na qual ocorre a exploração do recurso mineral, fundamental para gerar receitas que remuneram toda a campanha exploratória, que inclui o lucro dos operadores.

O Gerenciamento de Projetos (GP) e, principalmente, de riscos é primaz em todas as fases de uma campanha exploratória de petróleo no mar, em resposta, notadamente, aos investimentos envolvidos, bem como pelos interesses estratégicos denotados por grandes empresas e estados. Essa exploração de petróleo é viabilizada com a utilização de equipamentos e estruturas de grandes dimensões e peso, como plataformas de petróleo, instalações flutuantes de produção, módulos submarinos, tubulações e demais recursos instalados tanto no mar quanto em terra. Alguns exemplos de módulos submarinos são apresentados na figura 3.



Figura 3: Equipamentos submarinos
Fonte: Chambriard, 2014

Os materiais que compõem essas estruturas apresentam variações, passando por ferro, cobre, aço, borrachas, cimento, polímeros diversos, assim como tintas, produtos químicos e

materiais de controle de corrosão, dentre outros. Pode ser necessária, ainda, a instalação de estruturas flutuantes e submersas de grande porte.

Ao final da fase de desenvolvimento do campo, na qual a infraestrutura necessária para o início da exploração de óleo apresenta-se pronta, começa, então, a etapa de produção, que é quando são gerados os recursos financeiros que sustentam todo o investimento no projeto.

Existem alguns motivos pelos quais determinados campos esgotam o ciclo produtivo (razões técnicas, financeiras, contratuais etc.), que é quando se iniciam os processos de Decom, que consistem, basicamente, no desmonte da estrutura de produção, na remoção das estruturas utilizadas durante a fase de produção, no retorno do ambiente às condições acordadas nos contratos de concessão e, no Brasil, nas licenças ambientais concedidas. Em síntese: é o final da campanha, quando aspectos relacionados à legislação, ao meio ambiente e aos riscos envolvidos na operação de desmonte do campo devem ser cuidadosamente planejados e atendidos. A figura 4 ilustra um campo submarino de produção.

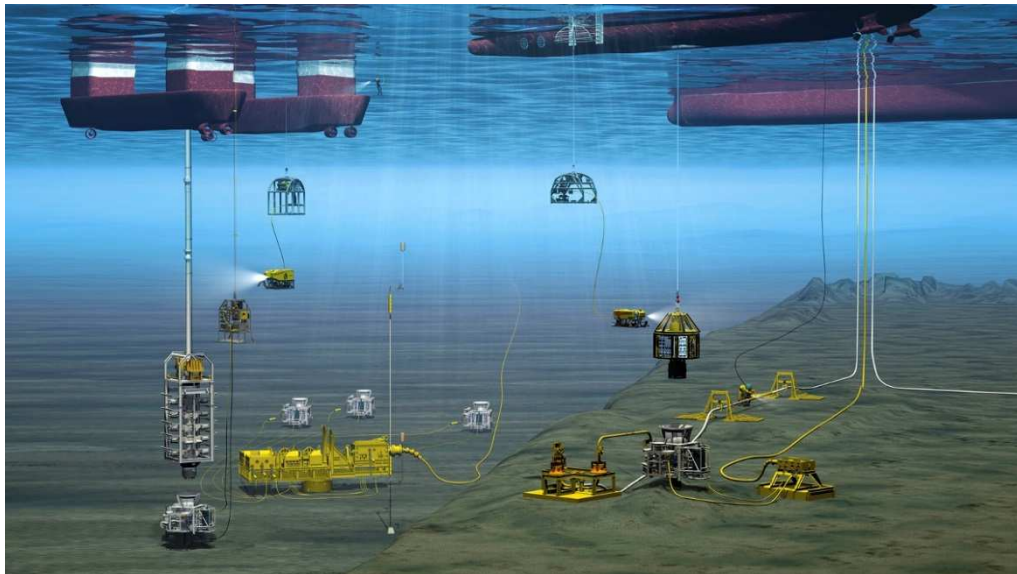


Figura 4: Campo de petróleo submarino
Fonte: Royal IHC, [2017]

Segundo a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (UNCLOS)⁴, concluída em Montego Bay, Jamaica, em 10 de dezembro de 1982 e em vigor no Brasil por meio do Decreto nº 1.530, de 22 de junho de 1995, percebe-se a necessidade legal de remoção

⁴ Do original *United Nations Convention on the Law of the Sea* (UNCLOS), de 10 de dezembro de 1982.

de Ilhas artificiais, instalações e estruturas na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) (Art. 60) e de harmonização das atividades na área e no meio marinho (Art. 147, §2, item a), o que leva a um importante aspecto a ser tratado na última fase do ciclo de vida de um campo de petróleo: a destinação, ao final, dos equipamentos e materiais removidos do campo.

No Brasil, os órgãos que regulam essa fase da campanha de obtenção de petróleo são a ANP, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), cada um normatizando a fase de abandono sob a sua atribuição específica. No que se refere à navegação, à permissão para instalação de estruturas no leito marinho e na superfície das Águas Jurisdicionais Brasileiras (AJB)⁵, cabe à Marinha do Brasil (MB) a função normativa e supervisória.

O número crescente de campos de petróleo submarino na costa brasileira e a escalada da produção de petróleo nos últimos 50 anos eleva a importância da análise e do debate sobre a devolução dos campos ao final dos prazos de concessão. O gráfico 2 apresenta a evolução temporal de preços do barril de petróleo em comparação com a produção brasileira.

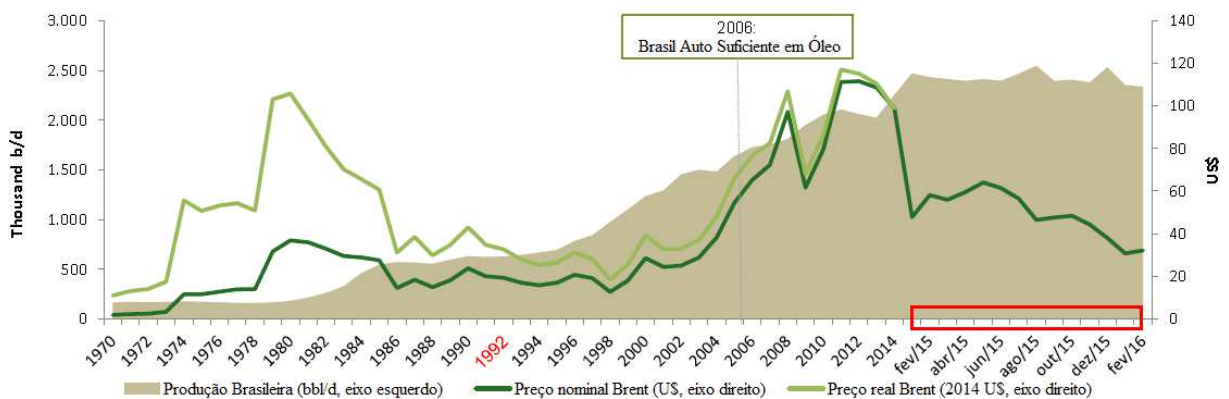


Gráfico 2: Produção brasileira vs preços 1970 – 2016
Fonte: Chambriard, 2016 (tradução do autor)

Desde então, a produção oriunda de campos marítimos, no Brasil e no mundo, registra aumento expressivo. Em grande parte, isso se deve ao crescimento da população, ao maior acesso a bens de consumo energético, ao avanço da tecnologia em si, que acaba por demandar

⁵ Compreendem as águas interiores e os espaços marítimos, nos quais o Brasil exerce jurisdição, em algum grau, sobre atividades, pessoas, instalações, embarcações e recursos naturais vivos e não vivos encontrados na massa líquida, no leito ou no subsolo marinho, para os fins de controle e fiscalização, dentro dos limites da legislação internacional e nacional. Esses espaços marítimos compreendem a faixa de duzentas milhas marítimas contadas desde as linhas de base, acrescida das águas sobrejacentes à extensão da Plataforma Continental além das duzentas milhas marítimas, onde ela ocorrer. (MORE, 2013).

mais energia, à estratégia de alguns países produtores de petróleo, à busca por lucro e, ainda, devido a diversos fatores que determinaram a elevação de consumo de energia desde a Revolução Industrial. Para exemplificar o caso brasileiro, a figura 5 exibe uma linha do tempo de campos de petróleo em diferentes profundidades desde o final da década de 1970 até o ano de 2003.

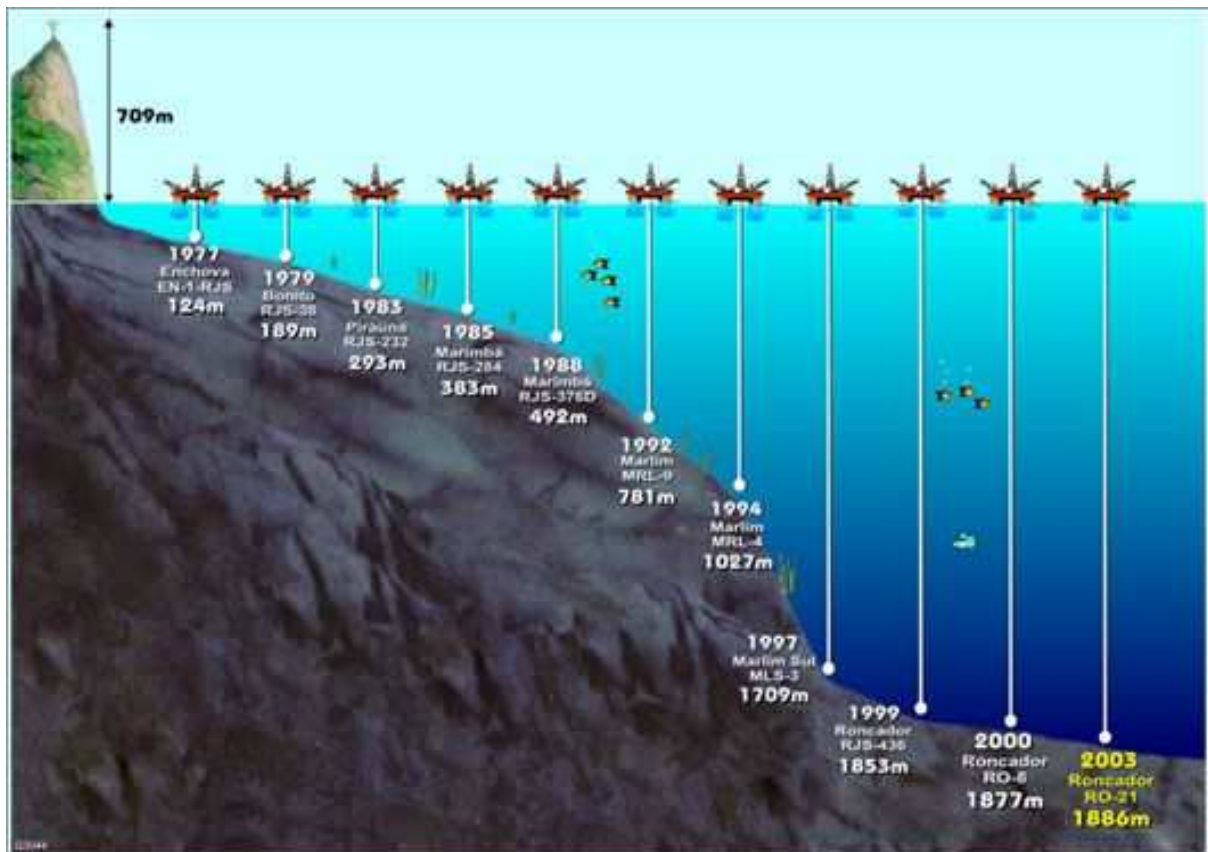


Figura 5: Evolução profundidade de operação Brasil 1977 a 2003
Fonte: Machado, 2010

No âmbito normativo internacional a UNCLOS, em sua primeira reunião dos países signatários, em 1958, ao dispor sobre entendimentos legais referentes à obtenção dos recursos do subsolo marítimo, registrou na minuta final que, doravante, qualquer equipamento ou edificação utilizado para explorar ou obter petróleo no mar deveria ser completamente removido ao final da campanha de extração. Esse entendimento foi confirmado pela Organização das Nações Unidas (*United Nations* - UN), na reunião dos países signatários da UNCLOS, realizada em 1982. Alguns países, porém, ainda divergem até hoje acerca da aceitação de parte do texto que trata do tema de desmobilização total de campos de petróleo submarinos. O assunto continua em negociação no âmbito da UN.

A ideia de uma tese sobre o tema – destinação final das plataformas de petróleo ao fim da campanha – representa concretamente a iniciativa de pesquisar sem haver o apoio de referências nacionais. As poucas referências existentes podem ser encontradas nas legislações sobre abandono do Reino Unido e dos USA. (LUCZYNSKI, 2002. p. 4).

Em países produtores e exportadores de petróleo, como o Reino Unido (UK),⁶ o interesse pelo Decom já existe há mais tempo, assim como publicações disponíveis sobre o tema, inclusive com a existência de agentes atuando especificamente nesse segmento.

Em UK, o OGA (*Oil & Gas Authority* - Autoridade de Óleo e Gás, tradução do autor) e o *Department of Energy and Climate Change* (DECC) ressaltam a importância no planejamento da desmobilização de campo de petróleo, com destaque à eficiência do processo, transferência de experiência e maximização do benefício para a economia da atividade *offshore*. É possível identificar essa importância acerca do abandono de campo de petróleo submarino em diversos momentos na indústria de Óleo e Gás do Mar do Norte.

É nítido o desejo de operadores de campos em maximizar o lucro de suas operações, mantendo a infraestrutura existente pelo máximo de tempo possível enquanto essa puder produzir com base em custo efetivo. Da mesma forma, no entanto, reconhece-se a importância de assegurar que eles entendam – e se tornem parte integrante – a primazia de robusta cadeia de suprimentos para desmobilização de campos de petróleo deva existir, a fim de assegurar que ela estará pronta para funcionar, quando a ocasião impuser ser fundamental. (ESSON, 2016).

A destinação de equipamentos e materiais utilizados em campos de petróleo, no Brasil, é definida e regulada de forma a salvaguardar o ambiente após o término da concessão, bem a como manter a população a salvo de riscos e prejuízos oriundos, justamente, de uma instalação industrial inutilizada e abandonada. Existem, portanto, resoluções legais acerca do abandono de campos de petróleo, entre elas algumas normatizadas pela ANP e pelo CONAMA, que são analisadas nesta dissertação.

Registra-se, em território brasileiro, número ínfimo de operações de Decom realizadas⁷, a despeito dos muitos campos em operação, hoje, na BC. É imperativo, pois, a importância de

⁶ Sigla do original em inglês: *United Kingdom* – UK.

⁷ Resposta ANP à Lei de Acesso à Informação (LAI), em 22 de fevereiro de 2017: “até o presente, temos os seguintes campos devolvidos na bacia de Campos: Carapicu, Carataí, Tubarão Tigre, Tubarão Areia, Tubarão Gato e Rêmora. Entretanto, nenhum desses campos chegou a iniciar a produção, não possuindo equipamentos subsea a serem desmobilizados. Registramos também que, em alguns campos na mencionada bacia, houve retirada de plataformas, por exemplo: a) FPSO Espadarte (2011) - Campo de Espadarte; b) P-27 (2014) - Campo de Voador; c) FPSO Brasil (2014) - Campo de Roncador; d) FPSO Marlim Sul (2015) - Campo de Marlim Sul; e) FPSO JK (2012), também conhecida como P-34 – Parque das Baleias, área de Jubarte; f) FPSO Seillean (2009/2010) - Parque das Baleias, área de Cachalote. Adicionalmente, outros projetos encontram-se em análise na ANP: P-07 do Campo de Bicudo, P-12 dos Campos de Badejo, Linguado e Trilha e P-15 do Campo de Piraúna” (Anexo C).

estudo aprofundado acerca da fase de abandono, tanto sob o aspecto legal quanto operacional, diante da grande demanda futura dessa prática no Brasil.

Chega-se, pois, a proposta de estudo do tema Decom de campo de petróleo submarino, com o objetivo precípua de analisar a aderência das melhores práticas e lições aprendidas do Reino Unido, a fim de aplicá-las à realidade brasileira. Surge, dessa maneira, a análise do marco regulatório e de aspectos operacionais de abandono de campo de petróleo submarino.

O objetivo geral deste trabalho, portanto, é analisar o processo de Decom de campo de petróleo no Brasil, especificamente na Bacia de Campos, ao comparar o processo local com as execuções no Mar do Norte. Os objetivos específicos são os seguintes: a) descrição das características dos campos de petróleo da *South North Sea Basin* (SNS) e da BC; b) análise da Decom dos campos de petróleo da BC; e c) identificação das regras e estrutura institucional de Decom no Reino Unido, dos problemas e questões relevantes de Decom da BC e das lacunas legais ou institucionais da legislação brasileira, com o intuito de comparar o processo entre os modelos adotados na BC e no MN, com o propósito de propor melhorias no processo de Decom brasileiro.

Parte-se do pressuposto de que a análise do Decom da BC identifica problemas e questões relevantes quando comparada às soluções adotadas no Mar do Norte e que lições aprendidas de melhores práticas de Decom possam ser incorporadas à realidade brasileira.

A metodologia adotada é a abordagem indutiva; o procedimento é o comparativo e monográfico e a técnica de pesquisa é a documentação indireta.

O autor Estanislau Luczynski, em 2002, analisa, em tese de doutorado desenvolvida na Universidade de São Paulo, as condicionantes para o abandono de plataformas *offshore*, na qual o tema de abandono é pesquisado com ênfase no marco regulatório nacional. Esse estudo, portanto, serve como referencial teórico para esta pesquisa, preponderantemente em aspectos previstos pelo espectro institucional e legal.

Os doutores Qiong Bai e Yong Bai, em 2010, publicaram o livro *Subsea Engineering Handbook*, no qual detalham aspectos técnicos e operacionais acerca de procedimentos submarinos realizados na indústria do petróleo. Essa publicação tornou-se referência no setor de equipamentos submarinos. Esse estudo é outro referencial teórico para esta pesquisa, notadamente em métodos de Decom.

Em 2013, o *Project Management Institute* (PMI – Instituto de Gerenciamento de Projetos), sediado na Philadelphia/PA, lançou a quinta edição do *Project Management Book of Knowledge* (PMBOK – Livro de Conhecimento de Gerenciamento de Projetos), com normas sobre gerenciamento de projetos. Essa obra, pelo valor teórico intrínseco e por ser chancelada por instituição de grande prestígio em métodos de gerenciamento de projetos norte-americanos, é um referencial teórico para esta pesquisa, precisamente no que tange ao gerenciamento de projetos e demais segmentos correlatos de conhecimento⁸.

Em 2017, a empresa ARUP publica o *Oil and Gas Decommissioning From the UK's North Sea to the Brazilian Atlantic* (De-comissionamento de O&G: do MN Britânico para o Atlântico Brasileiro) com análise detalhada dos aspectos institucionais do de-comissionamento no Reino Unido, com inflexões sobre o mesmo assunto no Brasil. Essa publicação também consiste em referencia teórica para esta pesquisa, pontualmente quanto à legislação aplicável no Reino Unido.

Além da introdução, esta dissertação é composta por cinco capítulos, conforme apresentado a seguir.

O primeiro capítulo discorre a respeito da indústria do petróleo e campos submarinos, com ênfase em campos de petróleo submarinos, mais precisamente aqueles em fase de produção. Trata-se, pois, das fases de ciclo de vida e dos principais componentes de um sistema submarino de produção. Há, ainda, a apresentação do panorama da produção de petróleo no Brasil (BR) e no Reino Unido (UK), especificamente, no caso brasileiro, na BC, e no caso do Reino Unido, na SNS.

O segundo capítulo fundamenta-se nos aspectos institucionais do abandono de campo de petróleo submarino no Brasil e no Reino Unido, revisitando o contexto normativo internacional sobre o abandono de campo, passando pelo arcabouço legal brasileiro e inglês, além de uma breve descrição dos principais atores e da cronologia da evolução das normativas e agentes reguladores desta fase do ciclo de vida de um campo de petróleo submarino.

No terceiro capítulo o enfoque recai sobre o abandono de campo de petróleo submarino, com ênfase no modo como a execução dessa fase acontece na BC e na SNS, ao analisar os principais aspectos operacionais, métodos de execução do abandono de campo, classificação dos componentes de um sistema submarino de produção, estrutura de gerenciamento de projetos

⁸ O PMI considera dez áreas de conhecimento em gerenciamento de projetos em sua metodologia; a saber: escopo, tempo, custo, riscos, qualidade, recursos humanos, aquisições, comunicações, partes interessadas e integração.

utilizada nesse tipo de procedimento, aspectos operacionais e institucionais da destinação final de estruturas e equipamentos, após o desmonte de um sistema submarino de produção e, ao fim, a apresentação acerca de casos de abandono de campo.

O quarto capítulo apresenta um estudo comparativo entre o Brasil e o Reino Unido, com destaque à atividade de abandono de campo de petróleo submarino nos aspectos institucionais, operacionais e gerais.

O quinto capítulo conclui o estudo respectivo e discorre acerca das considerações finais deste trabalho de pesquisa.

A conclusão deste trabalho acadêmico almeja, ainda que de forma inicial, promover atitudes institucionais e ferramentas operacionais que auxiliem a incrementar o desempenho satisfatório em uma indústria de base muito importante para o desenvolvimento do Brasil.

1 CAMPO DE PETRÓLEO SUBMARINO

Este capítulo aborda a indústria do petróleo e campos submarinos em fase de produção e apresenta um panorama da produção de petróleo no Brasil, na BC, e no Reino Unido, na SNS.

1.1 O PETRÓLEO

Benjamin Silliman Jr, químico e professor da Universidade de Yale, fora contratado, em 1854, por homens de negócios e investidores para analisar as qualidades físico-químicas de um certo *rock oil* (assim chamado por distinguir-se do *animal fat* e do *vegetal oil*, oriundo de rochas), especificamente acerca de luminescência e lubrificação. Entre os investidores estavam o advogado George Bissell e o banqueiro James Townsend, entre outros, os quais compartilhavam uma visão de futuro no qual o *rock oil*, originário da região de Oil Creek, à noroeste da Pensilvânia, iria substituir o *coal oil* como combustível das lamparinas que começavam a iluminar as cidades norte-americanas e europeias no Século XIX. O relatório de Silliman foi publicado no dia 16 de abril de 1855, após uma breve contenda entre ele e os investidores a respeito do valor dos serviços prestados por ele, fixados em US\$ 526,08 (YERGIN, 1991, p. 19). Este foi o início, na América do Norte, do que viria a se tornar uma das maiores indústrias mundiais, ao redor do qual impérios foram construídos, guerras foram declaradas e a vida moderna foi desenvolvida: a Indústria do Petróleo.

A origem do petróleo é longínqua, porém, antes de dissecar essa gênese, convém rememorar que as condições que viabilizam a vida, dentre outros fatores, devem-se à combinação em cadeia do elemento carbono com outros elementos químicos, entre eles o oxigênio e o hidrogênio. O elemento natural carbono e os organismos vivos estão de tal forma intrinsecamente ligados, que o ramo das ciências naturais que estuda compostos existentes nos organismos vivos denomina-se Química Orgânica (BERGMAN, 1777, apud FLAUZINO; PERUGINI, 2007, p. 5).

O primeiro fator que deve estar presente para a formação natural de petróleo, normalmente junto com gás, é vida animal e/ou vegetal abundante em determinada região,

durante um espaço de tempo geológico⁹, suficiente, portanto, para que, com a morte sucessiva e a natural deposição de matéria, inicie-se o processo de acúmulo de massa orgânica (biomassa), a qual se aloja em depressões ou reentrâncias no solo ou no leito oceânico (bacia). Nessas reentrâncias também são depositados os detritos minerais naturais oriundos de processos erosivos das rochas (sedimentos) pela ação de chuvas e ventos com o passar do tempo. A acomodação física da biomassa e dos sedimentos minerais acumulados em uma bacia forma camadas sedimentares pelo efeito da distribuição de matéria conforme as diferentes densidades entre a massa de sedimentos, a biomassa e o meio circundante. Com o passar do tempo essa biomassa tende a crescer em volume dentro de sua faixa de densidade. O segundo fator que deve estar presente no processo de formação do petróleo é que essa biomassa deve ser protegida da ação de bactérias e do oxigênio. Esse isolamento natural ocorre nas formações em que a deposição natural dos detritos minerais sedimentares que se acumulam sobre a biomassa separa e a isola do contato com o oxigênio e bactérias. Esse “reservatório” de biomassa, por fim, ao ser submetido a pressões e temperaturas adequadas durante tempo geológico suficiente (terceiro fator), promove a formação de hidrocarbonetos que são, por definição, compostos de átomos de carbono e hidrogênio, apenas combinados em cadeia de diversas formas (LUCZYNSKI, 2002, p. 19-24). Na figura 6 consta um exemplo de bacia sedimentares.

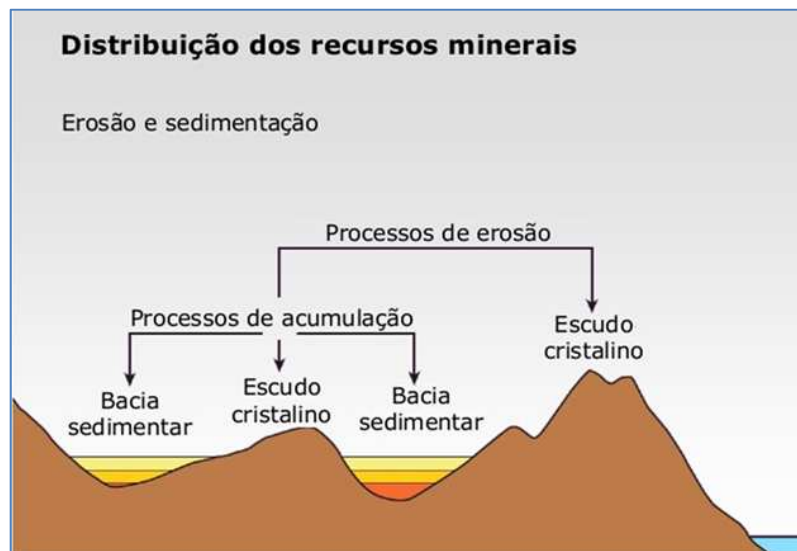


Figura 6: Bacia sedimentar
Fonte: Leôncio, 2016

⁹ O tempo geológico é uma escala obtida a partir da datação relativa das rochas, seja pela observação das marcas dos eventos nelas registrados, seja pela ordem de superposição das camadas sedimentares, pelos fósseis que nela contidos, ou ainda pela datação absoluta das rochas, por meio do cálculo da taxa de desintegração de um isótopo radioativo. Pela datação radiométrica de rochas provenientes da Lua e de meteoritos obteve-se uma idade aproximada do planeta Terra em 4,5 bilhões de anos (ALMEIDA; RIBEIRO, 1998, p.7-13).

Os hidrocarbonetos obtidos em reservatórios naturais são denominados, genericamente, de petróleo. Os hidrocarbonetos mais leves são encontrados no reservatório sob a forma gasosa e são chamados de Gás Natural de Petróleo (GNP). É importante mencionar que os reservatórios de petróleo não possuem somente hidrocarbonetos. Uma variedade de impurezas está presente nos reservatórios naturais devido ao processo de formação. Chama-se de petróleo cru ou óleo cru, portanto, esta massa de hidrocarbonetos mais impurezas.

Os hidrocarbonetos possuem energia armazenada em suas moléculas. Em termos simplificados, a reação de combustão de um hidrocarboneto (elemento combustível) viabiliza-se pela conhecida fórmula: combustível + oxigênio = dióxido de carbono + água + calor, sendo este último termo da equação o que desperta o interesse do homem pelo petróleo. Esse calor, inicialmente em forma de energia química potencial, pode ser transportado e armazenado. Ao ser liberado por uma reação de combustão pode ser convertido em uma variedade de energias: calorífica, mecânica, elétrica, potencial, cinética, dentre outras, cujo engenho do homem moderno torna possível o aproveitamento dessas modalidades energéticas para a melhoria das condições de vida e de sobrevivência. Isto é precisamente o que torna o petróleo e o GNP tão atraentes para o homem ao longo do tempo: é energia em pacotes, energia a granel, portátil. Há outras aplicações para o petróleo, tais como iluminação, lubrificação, solvente, revestimento, aquecimento e outras.

O petróleo e o GNP são encontrados, geralmente, em rochas porosas envoltas por uma capa rochosa que sela o contato com o meio externo. Essa estrutura é chamada de reservatório. A figura 7 apresenta um exemplo de reservatório.

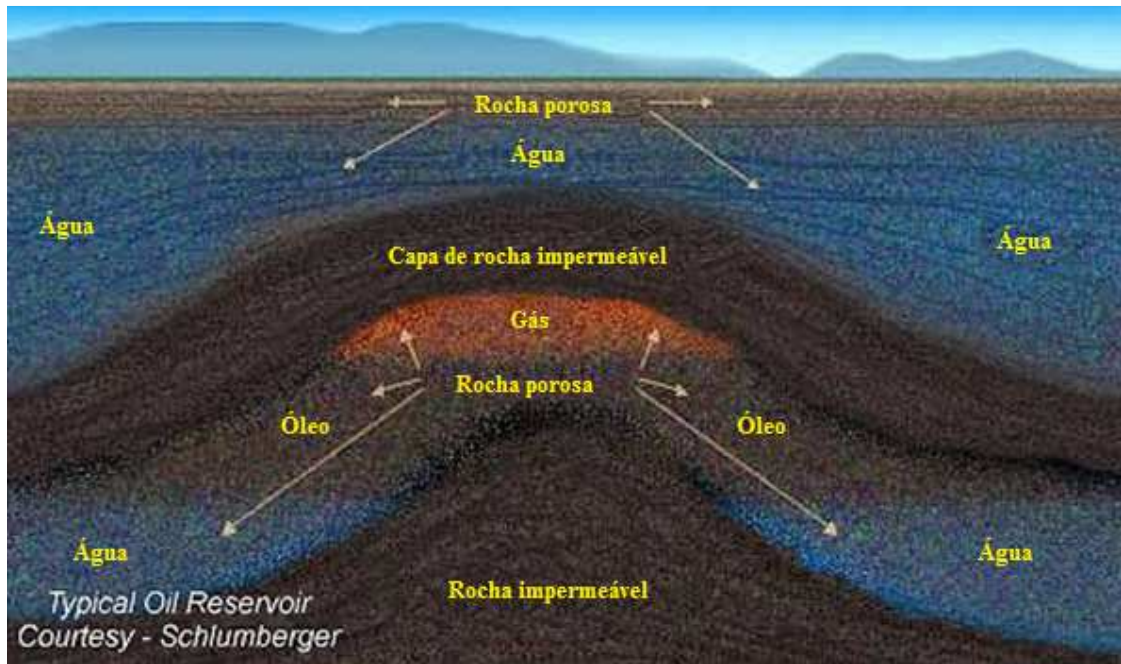


Figura 7: Reservatório de petróleo e gás natural
 Fonte: Petroleum Geology Site, 2012 (tradução do autor)

Nem todos os reservatórios de biomassa cobertos por sedimentos, submetidos à pressão e temperaturas por tempo suficiente levam à produção de hidrocarbonetos. O número de fatores envolvidos na transformação de biomassa em petróleo é enorme. Em respeito à aderência proposta na matriz analítica desta pesquisa, porém, não há justificativa para aprofundamento em questões geológicas, químicas e físicas.

O reservatório pode migrar do local onde foi gerado para outro, conforme o movimento das rochas ao longo das eras geológicas. Acumulações podem ser geradas pelo deslocamento de partes menores de petróleo ao longo de muitos anos.

Os esforços de prospecção de petróleo em bacias sedimentares são baseados em estudos sísmicos que objetivam identificar as rochas sedimentares e estruturas geológicas nas quais o petróleo é mais comumente encontrado. No atual estágio tecnológico desses estudos sísmicos não existe a certeza de que o petróleo será encontrado em determinado reservatório nem se haverá condições viáveis de extração. Existe, sim, a necessidade de testar o reservatório.

São muitos os eventos geológicos que podem levar a acumulações de petróleo na natureza: soerguimento, deriva continental, dobramentos, afloramentos, avanços e recuos, entre outros. Acumulações podem ser encontradas em bacias sedimentares continentais ou marítimas. Existem aspectos peculiares na exploração de reservas de petróleo tanto em bacias sedimentares continentais quanto em bacias sedimentares marítimas: na primeira, o acesso pode ser

dificultado pela vegetação, clima e fauna; na segunda, no entanto, determinada Lâmina d'Água (LDA) deve ser superada antes de alcançar o solo. Os aspectos relacionados à corrosão, assim, tornam-se deveras relevantes. Nesta dissertação, em atendimento à matriz analítica, somente o segundo tipo será analisado.

No Brasil, segundo a Petrobras (2017c), o petróleo é extraído de bacias sedimentares. A maior parte das reservas, porém, está localizada em campos marítimos, em águas profundas (entre 400 e 1000 metros de profundidade) e ultraprofundas (acima de 1000 metros de profundidade). Campos marítimos de petróleo são as subdivisões menores de uma bacia sedimentar marítima, contendo um ou mais reservatórios. No mapa 1 é possível ver as bacias sedimentares da margem leste brasileira.



Mapa 1: Margem Leste brasileira
 Fonte: Petersohn, 2014

Em bacias sedimentares marítimas um dos métodos mais usados para obtenção de dados sobre as rochas sedimentares (sísmica de exploração¹⁰) ocorre por meio de emissão de ondas sonoras na superfície da água (método de reflexão), as quais ao refletirem no fundo (arenoso ou rochoso) e ao retornarem aos sensores de superfície promovem informação sobre o perfil das rochas em solo marinho (superfície) e abaixo dele (subsuperfície). Essa emissão/recepção de ondas sonoras pode ser feita com base em navios, aviões ou outros veículos. Ver figura 8 para exemplo esquemático.

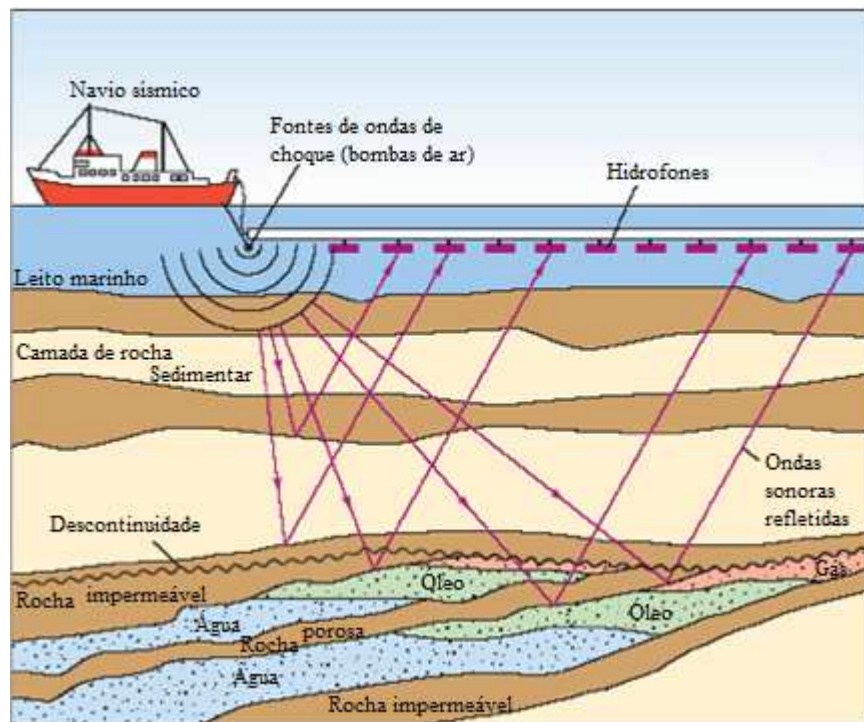


Figura 8: Sondagem de campo de petróleo
Fonte: Rigzone, 2017 (tradução do autor)

Uma vez obtidos e analisados os dados, a fim de se confirmar a existência do reservatório em determinadas posições, deve-se perfurar o leito marinho, o que é feito basicamente com a instalação de uma base ou uma plataforma que apoie o equipamento de perfuração, daí surge o termo mais usado para definir as estruturas instaladas no mar apoiadas

¹⁰ Sísmica de exploração (método sísmico ou sísmica aplicada) objetiva, principalmente, a formação de modelos de dados que, depois de processados e organizados, retenham informações relevantes a respeito da geologia da região na qual foram adquiridos. Dentre os modelos existentes, o método sísmico de reflexão, classificado como método indireto de exploração da subsuperfície, possui várias vantagens tais como a capacidade de produzir como resultado final imagens sísmicas que forneçam alta definição de feições geológicas, além de permitir a cobertura de grandes áreas de aquisição, quando comparado ao método de aquisição direto, como a perfuração de poços (FIGUEIREDO, 2007).

ou ancoradas no solo marinho: plataforma de petróleo. Essa operação de perfuração do solo marinho só ocorre quando vencida a camada de água em campos de petróleo submarino.

A exploração de petróleo no mar próximo à costa se chama *onshore*, já em mar aberto se chama *offshore*. Existe, porém, certa imprecisão na aplicação do termo *offshore*: ele somente se justifica quando se referir a operações além da linha de praia. No entanto, muitas vezes ele é usado em substituição ao termo plataforma continental, sendo consagrado como o termo que designa a exploração de petróleo em ambiente marinho independentemente da distância da costa (LUCZYNSKI, 2002, p. 21). A figura 9 reúne alguns elementos da morfologia litorânea e submarina.

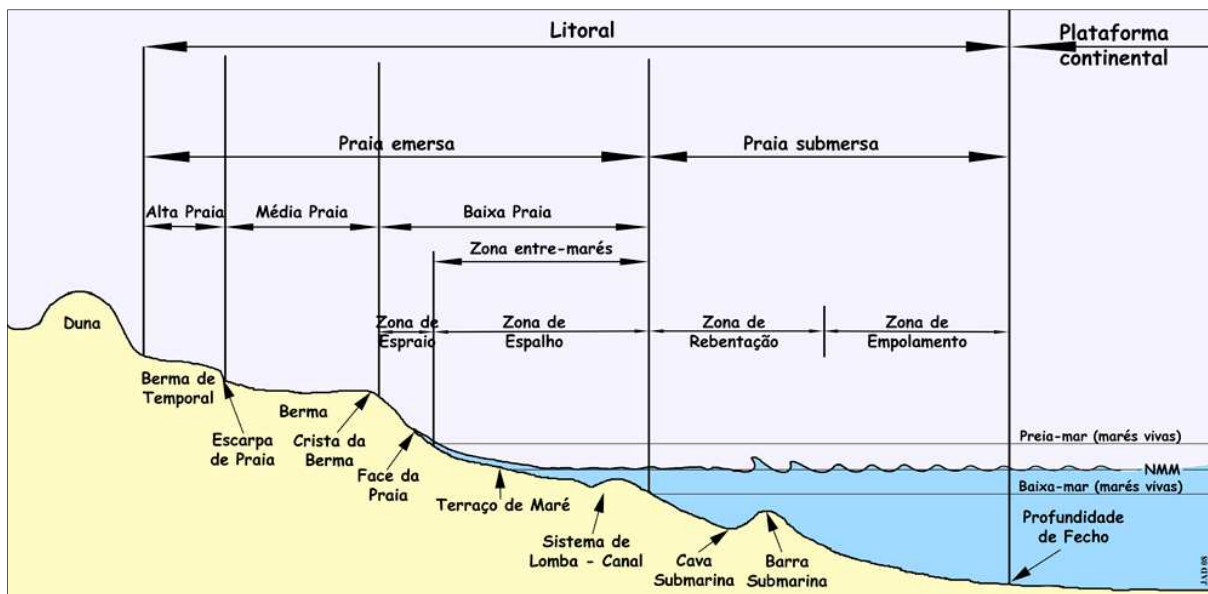


Figura 9: Morfologia litorânea
Fonte: Gestão Costeira Integrada, 2007

Para a exploração de petróleo de campos submarinos – além de plataformas - é necessária a instalação de diversos equipamentos submarinos e de superfície, especialmente projetados para campos de petróleo submarinos. O acesso é, notadamente, mais difícil do que em terra firme, o meio circundante é a água salgada, as pressões são bastante superiores à pressão atmosférica e muitos outros fatores ambientais inerentes a essa atividade devem ser identificados na fase de projeto.

Haverá análise sucinta sobre o processo de extração de petróleo de um campo de petróleo submarino, com destaque à dinâmica do reservatório.

Não é possível extrair completamente os hidrocarbonetos de um campo de petróleo. O termo da indústria que expressa esse conceito é *Recovery Rate* (RR - taxa de recuperação de óleo).

A RR é variável a ser maximizada com adoção de procedimentos de operação de uma planta de produção, projeto refinado, monitoração de condições do campo, entre outras práticas que incrementam a RR de um campo de petróleo. O cálculo da RR é alcançado pela divisão entre a estimativa de óleo recuperável e a estimativa de óleo existente no reservatório. A figura 10 apresenta a fórmula para esse cálculo (NPD, 2009).

$$\text{Taxa de recuperação} = \frac{\text{Estimativa de óleo recuperável}}{\text{Estimativa de óleo do reservatório}}$$

Figura 10: Fórmula da taxa de recuperação (RR)
Fonte: NPD, 2009 (tradução do autor)

Existe incerteza em ambas estimativas, tanto do numerador quanto do denominador da fórmula e, por isso, diferentes empresas adotam métodos distintos para estimar óleo recuperável e óleo existente. Somente o decurso temporal poderá comprovar, de forma definitiva, qual o volume de óleo recuperável do reservatório. A adoção de melhores práticas de operação de um sistema submarino de produção eleva o valor da RR com o passar do tempo. Convém salientar que a vida útil de um reservatório pode exceder 30 anos (NPD, 2009).

O petróleo ocupa poros na rocha que forma o reservatório. Entre 60 e 90% dos poros estão preenchidos com óleo, o restante com água e gás. Para ser capaz de produzir o óleo, este deve ser expelido dos poros por outro fluido. Isso pode ocorrer por infiltração natural da água do reservatório quando a pressão é positiva ou quando o gás do reservatório se expande. Água ou gás deve ser injetado para alcançar o deslocamento adequado com a queda de pressão à medida que o óleo for extraído do reservatório. Esse é um dos motivos pelos quais são instalados os poços de injeção de água e de gás em um reservatório, além de poços de produção (NPD, 2009).

Mesmo se houver deslocamento favorável, um pouco de óleo permanecerá nos poros. O quão grande deva ser essa saturação de óleo residual dependerá das propriedades da rocha, do óleo e também de propriedades da substância injetada para substituir (extrair, deslocar) o óleo. O deslocamento com gás geralmente resulta em baixa saturação residual (5 a 15%) em

relação ao deslocamento com água (10 a 25%). A fração de óleo recuperado na qual houve deslocamento eficiente é denominada eficiência de deslocamento microscópico (*Microscopic Displacement Efficiency – MDE*) (NPD, 2009).

Além do óleo que permanece quando o deslocamento eficiente ocorre, existirão áreas no reservatório na qual o deslocamento será menos eficiente e regiões nas quais o fluido de substituição não será capaz de alcançar. A forma e a extensão do reservatório, a qualidade da rocha porosa do reservatório assim como a localização dos poços de produção determinam a eficiência do deslocamento no reservatório. Normalmente dividido na eficiência de deslocamento vertical, que é controlado principalmente pela estratificação no reservatório, e a eficiência de deslocamento horizontal, que é controlada pela forma e a extensão do reservatório e ainda por falhas (NPD, 2009).

A secção por intermédio de reservatório é mostrada na figura 11 em um exemplo de distribuição de óleo e água, seguido de substituição por água (inundação). Destaque, ainda, à distribuição de líquidos no nível dos poros.

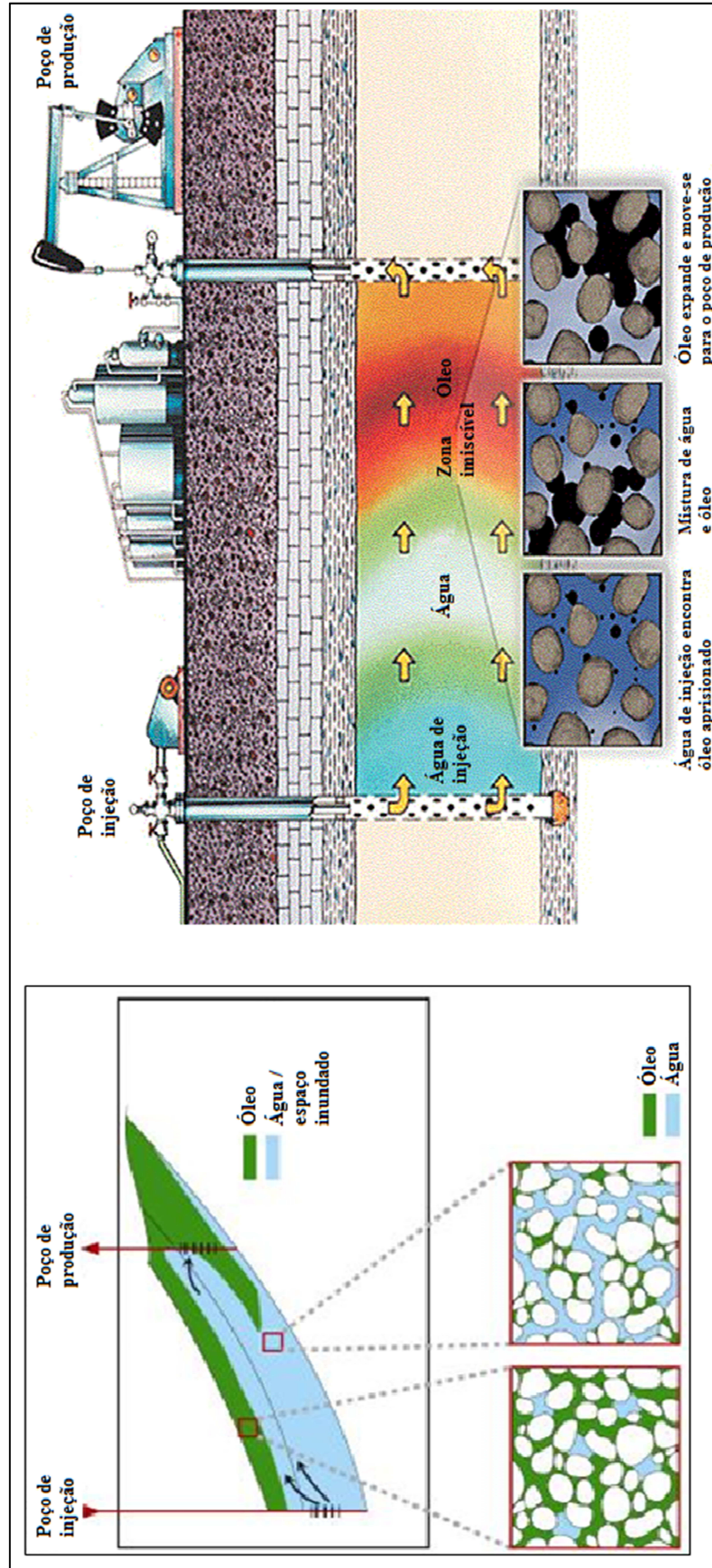


Figura 11: Substituição em um reservatório
 Fonte: ENGEPROJNEWS, 2013 (tradução e consolidação do autor)

1.2 SISTEMA DE PRODUÇÃO SUBMARINO

A necessidade mundial por energia registra aumento de forma gradual desde a década de 1980. Os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão) representam, aproximadamente, 80% da demanda mundial por energia e, desse grupo, o carvão representa apenas 20%.

A combinação da demanda crescente por energia com a matriz energética mundial dependente do petróleo, aliadas ao gradual esgotamento dos reservatórios de petróleo terrestres impulsionou a indústria ao desafio de captar esse recurso em águas rasas, profundas e ultraprofundas. Assim nasceram os campos de petróleo submarinos. O gráfico 3 apresenta o consumo mundial de energia.

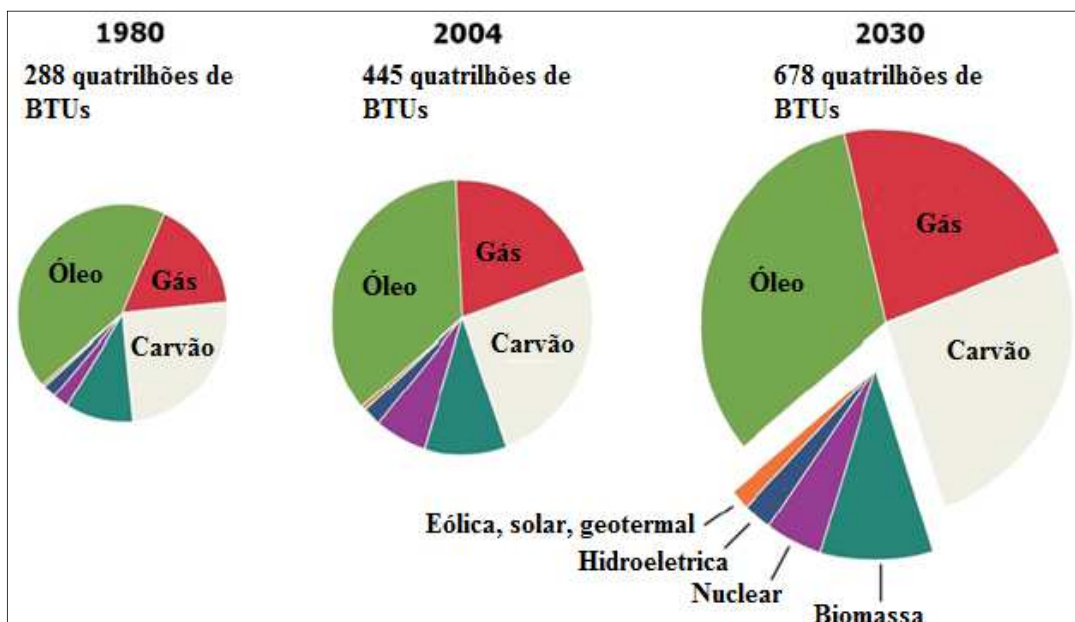


Gráfico 3: Consumo mundial de energia
 Fonte: IEA apud. Bai e Bai, 2012, p. 4 (consolidado pelo autor)

A necessidade de exploração em águas, em especial as profundas e ultra profundas, promove o desenvolvimento de novos meios de projeto, instalação e operação de equipamentos submarinos, propiciando o desenvolvimento da engenharia submarina e o surgimento do

conceito de sistema de produção submarino¹¹. As campanhas exploratórias movem-se em direção a formações geológicas e a águas mais profundas, incentivando, dessa maneira, o avanço de tecnologia capaz de atender às novas exigências da indústria. Devido a aspectos pontuais e inerentes ao desafio de obter petróleo em águas profundas, a tecnologia utilizada para produção de gás natural e petróleo é altamente especializada.

Sistemas de produção submarinos são conjuntos de equipamentos e tubulações (ou linhas) montados no leito marinho que permitem o acesso ao reservatório, o controle do fluxo de óleo e gás, o acionamento da planta submarina e o monitoramento das condições de produção, os quais trabalham em associação com sistemas de perfuração, intervenção e operação tanto submarinos quanto de superfície. Eles podem estar configurados desde um simples poço ligado a uma plataforma por uma linha de produção até a sistemas complexos envolvendo aglomerado de poços interconectados por *manifolds* que elevam a produção por intermédio de *risers* para unidades *Floating Production, Storage & Offloading* (FPSO)¹².

Obtido o acesso ao campo, comprovadas as reservas e chancelada a análise técnica e econômica acerca da viabilidade do campo, inicia-se o desenvolvimento, que consiste em esforços de engenharia, em aquisições, instalação, projeto e comissionamentos. O resultado final será o sistema de produção submarino instalado e pronto para produzir.

A primeira parte executada no mar no período de desenvolvimento é a perfuração (*drilling* no jargão da indústria) dos poços, seguido da instalação de equipamentos, linhas de escoamento e controle, instalação de plataformas rígidas ou flutuantes (ancoradas), interconexão e, por fim, o teste de integração dos sistemas (*system integration test*).

Os sistemas de distribuição conectam todos os componentes do sistema. O projeto desses complexos instalados viabiliza a operação de forma segura, ambientalmente correta, ao determinar fluxo contínuo e confiável, capaz de propiciar a comunicação entre os controles submarinos e de superfície.

¹¹ Consiste em um poço submarino, uma cabeça de poço, um sistema de controle de vazão, mecanismos de conexão da cabeça do poço a tubulações de escoamento e equipamentos submarinos e de superfície de controle e monitoramento em diversas configurações (BAI; BAI, 2012, p. 6).

¹² *Floating Production, Storage & Offloading Units* – Unidades flutuantes de produção, estocagem e transferência (tradução do autor).

1.3 CICLO DE VIDA DO CAMPO DE PETRÓLEO

Existem seis etapas principais em uma campanha típica de obtenção de petróleo e gás natural (O&G) no mar. Algumas fases do ciclo de vida de um campo de petróleo podem ocorrer concomitantemente a outras, não necessariamente sequenciais. Obedecem, em regra, ao roteiro a seguir.

1.3.1 Obtenção do Acesso

No Brasil, cabe à ANP promover a expansão de atividades de exploração e produção de O&G por meio de rodadas de licitações, nas quais são oferecidos blocos exploratórios. Essa licitação é aprovada pelo CNP e informada por publicação no Diário Oficial da União, quando, então, são divulgados o edital e a minuta do contrato a ser assinado entre a ANP (cedente), representando a União, e a(s) empresa(s) vencedora(s) (cessionário), cabendo à ANP a fiscalização do cumprimento dos contratos assinados. Esse edital e a minuta são submetidos à consulta pública antes da validação. No contrato e no edital estão estabelecidas as obrigações dos vencedores, as regras para avaliação de propostas e requisitos de participantes da licitação.

Mecanismos de incentivo à indústria local são inseridos nos contratos de concessão como a obrigação de conteúdo local e as devidas regras de repasse para pesquisa em tecnologia (ANP, 2017a). Nessa fase, as empresas interessadas na extração de petróleo avaliam a aquisição de concessões de blocos exploratórios com base na própria capacidade de investimento, planos estratégicos, atratividade dos blocos ofertados (reservas potenciais), oportunidade, riscos e custos de arremate, assim como em outros aspectos relevantes, como segurança jurídica e infraestrutura local. Já para o Governo Brasileiro o interesse em promover rodadas de licitação para concessão de blocos em bacias sedimentares visa:

[...] promover o conhecimento das bacias sedimentares, descentralizar o investimento exploratório no país, atrair pequenas e médias empresas e ampliar as reservas nacionais, fixando empresas nacionais e estrangeiras no País, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda. (ANP, 2015b).

Essa fase termina com a assinatura do contrato de concessão entre a empresa operadora de campo de petróleo e o estado que cede a área para esse fim.

1.3.2 Exploração

O acesso viabilizado propicia o início de investimentos em estudos geofísicos aprofundados do reservatório, com a finalidade de determinar com precisão as características do recipiente, de modo a calcular tanto os custos de exploração quanto o retorno financeiro estimado do investimento. Esses estudos incluem a perfuração de poços exploratórios, coleta de amostras de material e medição de características físico-químicas do reservatório. A composição e a morfologia do relevo marinho também são estudadas com o propósito de definir o *layout* do campo. Questões ambientais, como correntezas marítimas, processos erosivos, assoreamento, temperatura, marés, presença de corais, entre outras, referentes à concessão são identificadas nessa etapa. A finalidade do levantamento desses dados é a construção de um projeto de obtenção de recurso natural, a identificação de riscos naturais ou aqueles provocados pelo homem e a identificação de restrições de projeto e de engenharia, a fim de consolidar a análise para oferecer suporte às tomadas de decisão.

Nesta dissertação, o termo *exploração* designa o estudo, a pesquisa ou o levantamento de uma região com o propósito de identificar reservas. O termo *exploração*, por sua vez, é empregado para referir-se à retirada, extração ou obtenção de recursos naturais, com finalidade de aproveitamento econômico.

Essa etapa, muitas vezes, não apresenta objetivo definido, haja vista que as campanhas de exploração podem começar, parar e reiniciar sequencialmente. É possível afirmar, portanto, ter chegado ao fim os esforços de exploração (ou de uma etapa deles) quando informações suficientes foram coletadas com o objetivo de permitir a avaliação completa do campo de petróleo submarino.

1.3.3 Avaliação

Trata-se de execução de estudos baseados em levantamentos feitos na fase de exploração. Essa etapa inicia-se praticamente aliada à anterior, tão logo os dados estejam disponíveis. A avaliação contempla, ainda, a estimativa de custos de desenvolvimento e operação do campo, estimativas de retorno (produção), estimativas de escopo, custo e tempo de instalação e de operação, levantamento de riscos macro do projeto, consolidação de requisitos

e identificação de restrições, além de outras saídas desse processo. Tipicamente, em um sistema de produção submarino, o número de poços a serem instalados, a distância entre eles, a profundidade da água, a profundidade do reservatório e a composição do subsolo marinho são alguns dos fatores que influenciam no custo final de desenvolvimento do campo.

O custo de um projeto de sistema de produção submarino é dividido em despesa com desenvolvimento e instalação (*Capital Expenditure* - CAPEX¹³) e gasto operacional (*Operational Expenditure* - OPEX¹⁴). Ao final da fase de avaliação, portanto, espera-se encontrar uma janela de oportunidade, definida como a configuração de sistema de produção submarino com recursos de superfície que proporcionem (teoricamente) a margem de retorno de investimento mínima aceitável pelo cessionário, dentro de um determinado contexto de exposição a riscos identificados. Em síntese: objetiva-se encontrar configuração viável de exploração do reservatório (BAI; BAI, 2012, p. 11).

A fase de avaliação começa, portanto, tão logo existam informações coletadas pelas campanhas exploratórias para fundamentar o início da construção do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE). O EVTE pode assumir outros nomes, mas, em resumo, a finalidade é a mesma: a construção de modelos visando a permitir a tomada de decisão sobre o investimento e o início da campanha de desenvolvimento. O fim dessa etapa acontece quando estudos suficientes estão prontos para permitir a tomada de decisão sobre o campo de petróleo.

1.3.4 Desenvolvimento

Quando uma das opções de obtenção do recurso natural mostra-se viável em todas as dimensões relevantes (ambiental, financeira, temporal, econômica, técnico, estratégica, política e outras, a depender do contexto e do *zeitgeist*¹⁵), e a decisão tomada pelo cessionário é no sentido de prosseguir com a campanha de obtenção do recurso natural, inicia-se, pois, o

¹³CAPEX – *Capital Expenditure* - É a soma total do investimento necessário para viabilizar um projeto em operação, e inclui despesas com design, engenharia, construção e instalação (BAI; BAI, 2012, p. 12).

¹⁴OPEX – *Operational Expenditure* – É o gasto incorrido durante a operação normal da instalação ou componentes após a instalação, incluindo serviços, materiais, utilidades e demais dispêndios. Ibid, p. 12.

¹⁵*Zeitgeist* significa espírito de época, espírito do tempo ou sinal dos tempos. É um termo do idioma alemão. Compreende, pois, a acepção de conjunto do clima intelectual e cultural do mundo, numa certa época, ou, ainda, as características genéricas de determinado período de tempo (SIGNIFICADOS, 2013).

desenvolvimento do campo, condição atendida quando determinado Plano de Desenvolvimento formal e aprovado é viabilizado.

Em grandes empresas um “[...] esforço temporário para produção de um produto, serviço ou resultado único” (PMBOK, 2013, p. 4) é conduzido pelas melhores práticas de gestão e aplicação dos processos de gerenciamento de um projeto¹⁶.

O sucesso de qualquer projeto depende, fundamentalmente, da execução. A realização de um projeto irá permitir a ação de correção tempestiva ou redirecionamento de um projeto. Uma vez definido o plano de consumação de um projeto, o processo formal de relatos e revisões é necessário. A execução de um plano é relevante em todos os estágios, no entanto o assunto ganha relevância e complexidade à medida que as atividades aumentam em número, diversidade e dispersão geográfica. O gerente de projeto deve determinar a expectativa de forma que o time de gerenciamento de empreendimentos entenda o sistema de execução, bem como a qualidade de dados disponíveis. A execução do projeto não tem momento próprio, por isso é crítico que ele seja proativamente demandado pelo gerente de projeto. (BAI; BAI, 2012, p. 13).

O desenvolvimento de um campo de O&G submarino é um trabalho intenso, normalmente empreendido por equipes em vários países, consistindo em grandes esforços de engenharia, enorme empenho na execução de planejamento que inclui a aprovação de planos de desenvolvimento, a construção dos ativos e equipamentos, a emissão de numerosas ordens de compra, de elevado valor para fabricação dos componentes e acessórios do campo, a logística dos equipamentos e acessórios da fábrica até o local de instalação e a montagem deles no subsolo e solo marinho, na superfície e subsuperfície do mar e em terra.

A instalação de equipamentos submarinos requer número de navios especializados, unidades de perfuração, balsas, guindastes, robôs submarinos (ROV¹⁷), mergulhadores, entre outros recursos acessórios. Instalações submarinas são sempre operações perigosas devido tanto às altas cargas envolvidas no transporte e içamento quanto na mudança de condições ambientais. A instalação de equipamentos submarinos pode ser dividida em duas partes principais: instalação de equipamentos submarinos e instalação de linhas e *risers*¹⁸ submarinos. Ao final da fase de desenvolvimento e antes do início da etapa de produção, instaura-se o comissionamento e a inicialização (*start-up*) do sistema submarino de produção. Esse período começa com o teste de fábrica dos componentes. O fluido que sai do poço nesse estágio é

¹⁶As cinco fases de um projeto são: inicialização, planejamento, execução, monitoração & controle e encerramento. (PMBOK, 2013, p. 18).

¹⁷*Remotely Operated Vehicle* – Veículo Operado Remotamente (tradução do autor).

¹⁸*Riser* – porção das linhas de escoamento instalada entre a estação de acolhimento na superfície e o leito marinho. O comprimento depende da lâmina d’água e do *layout* do campo. Pode ser flexível ou rígido. (BAI; BAI, 2012, p. 24. Tradução do autor).

composto por produto do reservatório e fluido de completação. A operação de teste e limpeza dura de 2 a 5 dias (BAI; BAI, 2012, p. 15).

O final do ciclo de desenvolvimento (ou de uma etapa deste) é, tradicionalmente, a extração do primeiro óleo comercializável, normalmente seguido de divulgação pública desse feito pelos operadores do campo, com a finalidade de melhorar a imagem da empresa e transmitir confiança ao mercado, aos acionistas e às instituições financeiras.

1.3.5 Produção

Após o sucesso dos testes e de execução do comissionamento no período de desenvolvimento do campo, alcança-se o início da época de produção, também conhecida como operação, caracterizada pelo primeiro produto comerciável retirado do reservatório e elevado à superfície. Grande número de providências, nessa etapa, acontecem de maneira concomitante a fim de promover operação segura e ambientalmente correta do campo, bem como o suporte ao fluxo contínuo de hidrocarbonetos. São operações típicas desta parte do ciclo de vida de um campo de petróleo: final do comissionamento e *start-up*, processamento de produção, injeção de água e produtos químicos, testes, manutenções e reparos, paradas de emergência, peação¹⁹ de material de agarra²⁰ (devido a condições ambientais), além de intervenções variadas.

Um reservatório natural, reitera-se, não contém apenas hidrocarbonetos: muitas impurezas estão presentes nesse recipiente. O processamento da produção viabiliza-se pelo uso de sistema de separação de óleo cru constituído de separadores, válvulas, compressores, bombas e tubulações que podem estar na superfície, instalados no FPSO ou na plataforma, ou ainda no leito marinho integrado ao sistema de produção submarino. A função desse sistema é separar o petróleo das impurezas, sendo estas, em alguns casos, injetadas novamente reservatório, a fim de evitar custos com o transporte de impurezas para as unidades de refino em terra. Os sistemas de processamento de produção de superfície, instalados no FPSO ou na plataforma, são constituídos pelo equipamento de injeção de água (linha anular – para controlar a pressão do reservatório e limpeza de linhas de produção), equipamentos de compressão de gás, sistema de

¹⁹ Peação - fixação da carga nos porões ou conveses da embarcação, visando a evitar avaria pelo balanço do mar.

²⁰ De agarra - jargão marinho empregado quando algo é disposto de maneira desprotegida (não peada) em algum lugar no qual possa ser furtado, sofrer deslocamento pelas condições do mar ou estar em equilíbrio instável.

injeção de químicos, sistemas de controle para equipamentos de produção submarina, além de tubulações associadas (BAI; BAI, 2012, p. 16).

A injeção de produtos químicos é implementada com a finalidade de prevenir os seguintes efeitos: baixas temperaturas dos leitos marinhos, responsáveis por afetar o escoamento do produto; presença de asfeno no óleo cru, que pode se formar em locais de baixa pressão dentro das linhas; presença de compostos de base parafínica, que podem obstruir as linhas de produção ou o próprio poço; formação de hidrato, capazes de obstruir linhas e válvulas e processos corrosivos passíveis de afetar estruturas e equipamentos submarinos e de superfície.

Testes de fluxo são feitos regularmente para confirmar a capacidade produtiva do reservatório. A integridade dos componentes do sistema de produção submarino também é verificada durante esses testes, além de haver o monitoramento de potencial de desenvolvimento.

Inspeções e manutenções dos componentes submarinos são rotineiramente executadas. Para sistemas instalados em águas profundas ou ultraprofundas, no entanto, essas inspeções são realizadas com a utilização de um ROV. Alguns pequenos reparos podem ser feitos remotamente, bem como as intervenções planejadas, o acionamento de válvulas, a medição de potencial elétrico (proteção contra corrosão) e de espessura de aço.

1.3.6 Abandono

Essa etapa do processo será abordada minuciosamente no terceiro capítulo em diante.

O Brasil, assim como outros países produtores de petróleo, possui notória capacidade²¹ na execução das cinco primeiras fases do ciclo de vida de campo de petróleo submarino descritas anteriormente. A capacidade brasileira no segmento de campos de petróleo submarino é desenvolvida e implementada principalmente pela Petrobras, por meio de profissionais

²¹ Por “capacidade” devemos entender que os principais direcionadores para execução de campanhas de extração de petróleo no mar estão presentes: a indústria está em fase avançada de desenvolvimento de soluções e possui capacidade para atender às demandas, o sistema financeiro possui conhecimento e mecanismos para financiar campanhas exploratórias, existe relativa segurança jurídica permitindo que multinacionais invistam em determinada região e a mão de obra local está preparada em número e em capacidade para execuções no mar (nota do autor).

técnicos especializados. Já em relação à última fase desse ciclo, sabe-se de que alguns países produtores possuem experiência nesse tipo de execução. O Brasil, no entanto, não faz parte desse grupo.²²

1.4 EQUIPAMENTOS SUBMARINOS

Nesta seção são abordadas algumas peculiaridades e conceitos dos equipamentos submarinos mais empregados na captura de hidrocarbonetos de campos de petróleo submarinos.

1.4.1 Subsea Template

O leito submarino não é acessível como em terras secas, nas quais é viável alinhar o terreno, aterrar, elevar, deprimir, terraplanar ou, ainda, desnivelar o solo, de forma a prepará-lo para erigir estruturas civis. O uso do *Subsea Template*²³ (ST) é a solução de engenharia mais utilizada para adaptação do tipo e do nivelamento do solo marinho, com o objetivo de instalar estruturas e equipamentos submarinos.

Um ST é uma grande estrutura de aço utilizada como base para várias estruturas submarinas, tais como poços e árvores submarinas e *manifolds*. O tamanho de um ST é dependente do número de estruturas anexadas a ele. Muitos terão estruturas protetoras a cobri-los. Isso ajuda a evitar danos decorrentes de atividades de pesca. A figura 12 mostra um ST.

²² Informação fornecida pelos assessores técnicos da ANP, Edson Marcelo Peçanha Montez e Rosana R. Andrade, em entrevista concedida ao autor, em 22 de agosto de 2017, no Rio de Janeiro.

²³ Base ou alojamento de equipamento submarino (tradução do autor).



Figura 12: Base de equipamento submarino
Fonte. Fishsafe (2017)

1.4.2 Subsea Manifold

O *Subsea Manifold*²⁴ (SM) foi incorporado a projetos de campos submarinos para simplificá-los. Imagine duas situações sobre arranjo submarino: vários poços de petróleo em águas ultra profundas, cada um com sua árvore de natal molhada e as linhas de produção, injeção de água e umbilical de controle, saindo de cada poço e correndo até a área abaixo da unidade de superfície, ou Unidade Estacionária de Produção (UEP), e de lá um *raiser* para cada linha a propiciar a elevação até a superfície. Agora imagine os mesmos poços com as mesmas árvores de natal molhadas e as linhas partindo deles, porém em vez de dirigirem-se à unidade de superfície, essas linhas convertessem para um *manifold*, que recebe os fluxos dos poços e converge várias linhas de diferentes funções (produção, anular e controle) em poucos *risers* subindo para a superfície. Dependendo da posição relativa entre o *manifold* e os poços, o arranjo fica bem mais simples e por vezes com menor custo, além de permitir o início antecipado de produção por diminuir o tempo de instalação de linhas e *risers*. (BAI; BAI, 2012, p. 18).

Em certos projetos os *manifolds* são chamados de Sistemas de Produção Antecipada (SPA). A figura 13 mostra um exemplo de *manifold* submarino.

²⁴ Coletor submarino (tradução do autor).

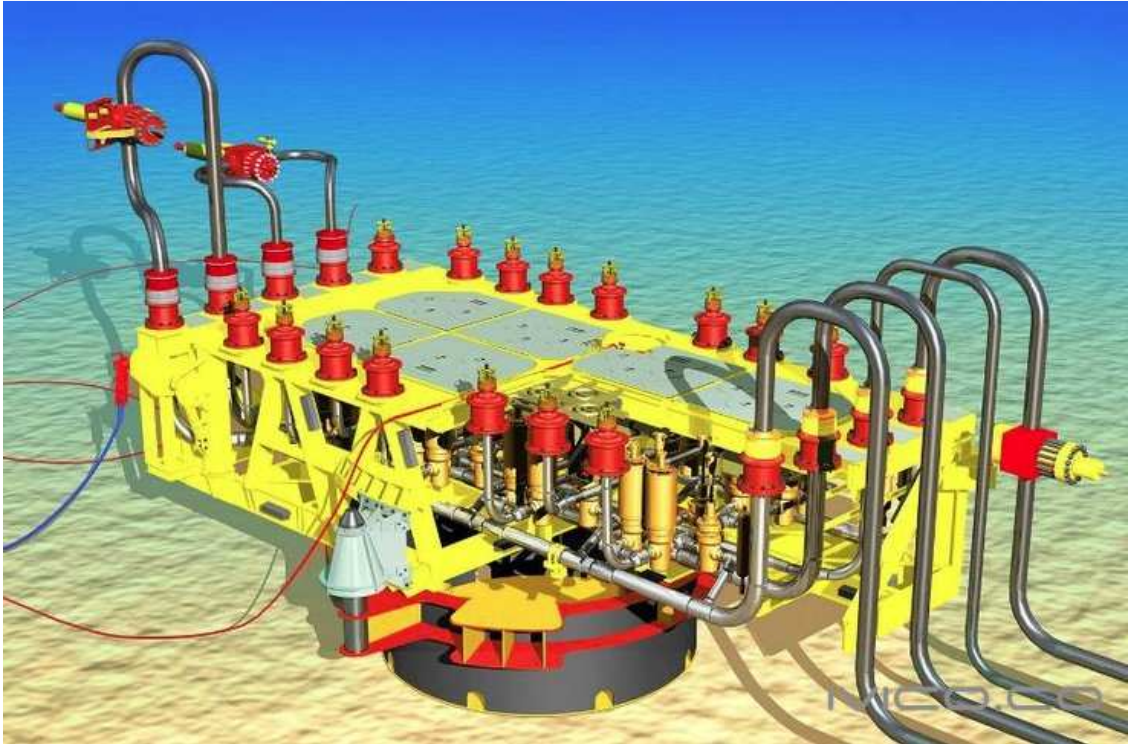


Figura 13: Coletor submarino
Fonte: IVICO, 2013

1.4.3 PLET PLEM ILS

O PLET, o PLEM e o ILS²⁵ são estruturas submarinas projetadas para se conectar ao fim de uma linha e permitir a conexão destas à outras linhas e estruturas, bem como permitir o manuseio desses fins-de-linha para a superfície e a reinstalação no leito marinho. O PLET e o PLEM são instalados no fim da linha. O ILS, no entanto, é instalado no meio de uma linha.

1.4.4 Jumper

Jumper é um tubo projetado e construído para conectar pontos específicos em um sistema de produção submarina, normalmente instalado para transportar o fluxo do fluido de produção de um componente para outro. Pode se ligar a *manifolds*, PLET, PLEM ou ILS. É

²⁵ PLET – *Pipeline End Termination* - Terminação de fim de tubo; PLEM – *Pipeline End Manifold* - Coletor de fim de tubo; ILS – *In-line Structure* - Coletor de meio de linha (BAI, BAI, 2012, p. 19 – tradução do autor).

possível, ainda, ser rígido ou flexível. Ver na figura 14 um *jumper* sendo instalado em um PLET, um *manifold* e um ROV (BAI; BAI, 2012, p. 21).

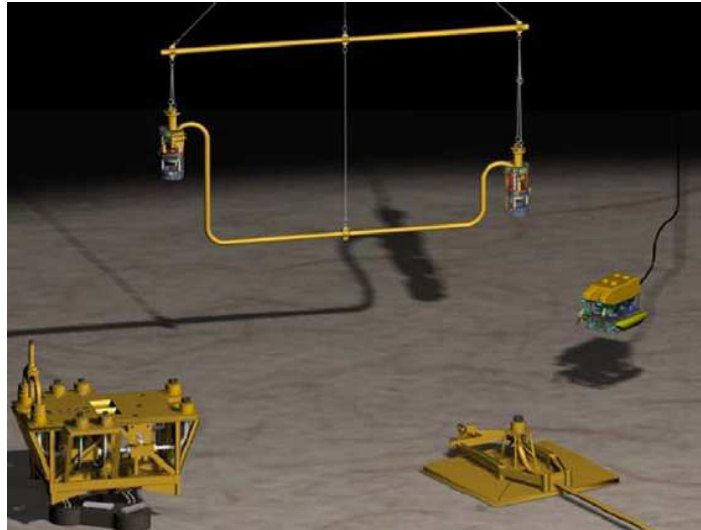


Figura 14: Jumper
Fonte: Bai e Bai, 2012, p. 21

1.4.5 Subsea Wellhead

O *Wellhead* é um componente contentor de pressão instalado na acima da cabeça do poço de petróleo, responsável por realizar a interface da perfuração para a completção²⁶ e teste em todas as fases do ciclo de vida do poço (BAI; BAI, 2012, p. 20). Pode ser instalado na plataforma (*surface wellhead*) ou no leito marinho (*subsea wellhead*). Um exemplo de *wellhead* é apresentado na figura 15.

²⁶ Completção é a fase da [campanha de extração] do petróleo em que se instala, no poço, o equipamento necessário para trazer controladamente à superfície os fluidos desejados, bem como permitir a instalação de eventuais equipamentos de monitoração no poço (UFC, 2017).

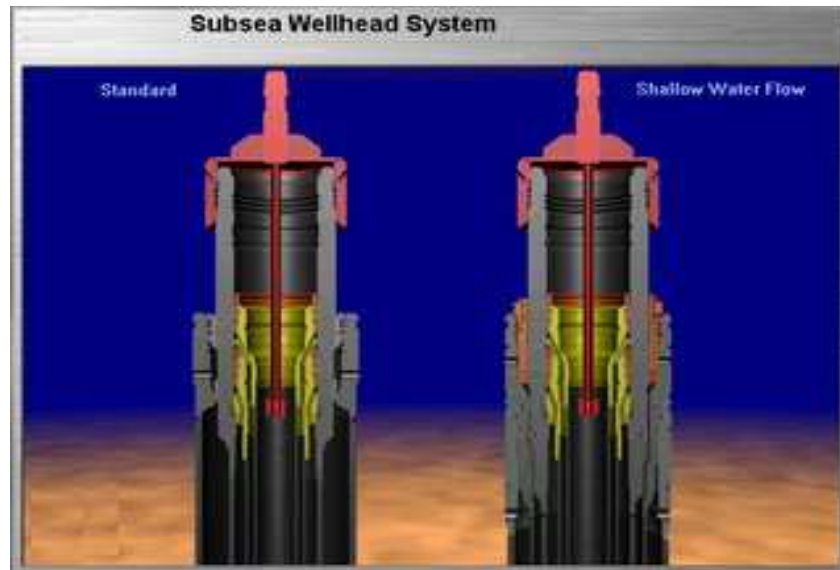


Figura 15: Cabeça de poço
Fonte: SDS, 2006

1.4.6 Subsea Trees

Subsea trees ou *xmas subsea trees* (árvore de natal submarina, tradução do autor) consiste em um arranjo de válvulas, tubulações, acessórios e conectores instalados acima da cabeça do poço. Suas válvulas podem ser operadas elétrica, hidráulica ou manualmente por mergulhadores ou, ainda, por meio de um ROV (BAI; BAI, 2012, p. 22). A figura 16 traz um exemplo de *Subsea Tree*.

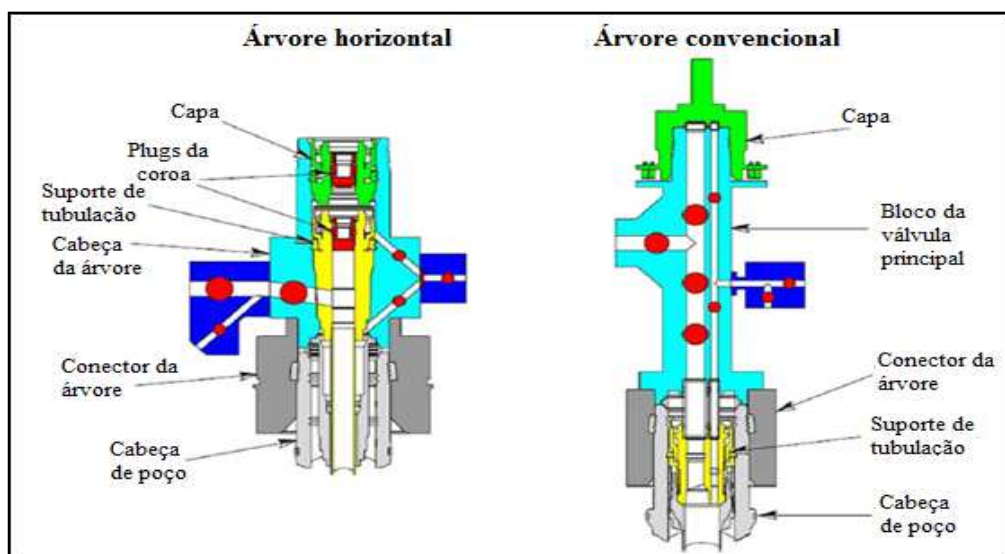


Figura 16: Árvore de natal submarina
Fonte: Bai e Bai, 2012, p. 23 (tradução do autor)

1.4.7 Umbilical Systems

Umbilical systems (sistemas umbilicais, tradução do autor) consiste em um tubo contendo vários condutores e tubos de menor diâmetro dentro dele. Serve para permitir comandos, entregar força hidráulica e elétrica, acessar informação por fibra ótica dentre outras aplicações. Utilizado entre a unidade de controle na superfície e o elemento final de controle em malhas de monitoração e controle de sistemas de produção submarinos (BAI; BAI, 2012, p. 23). Um exemplo de umbilical de controle pode ser visto na figura 17.

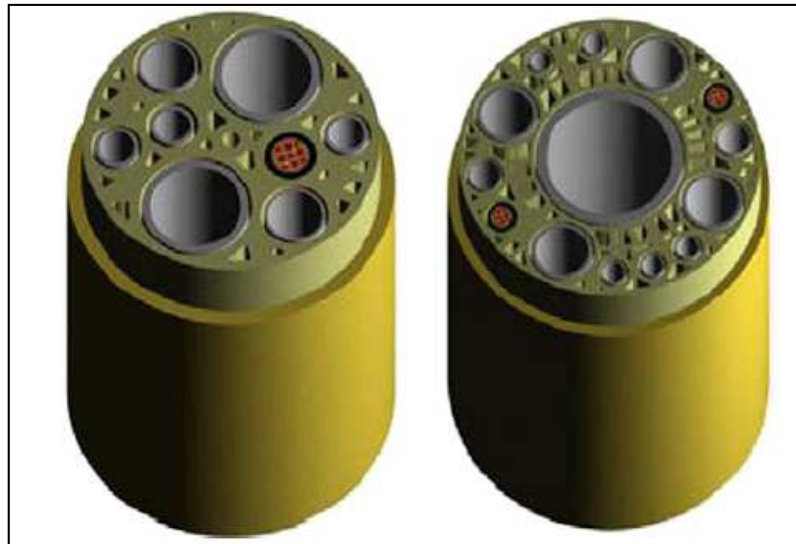


Figura 17: Cabo umbilical
Fonte: Bai e Bai, 2012, p. 23

1.4.8 Subsea Pipelines

Subsea pipelines (tubos submarinos, tradução do autor) são elementos de escoamento de produção, injeção de água e produtos no sistema de produção submarino, controle, atuação e acionamento. Podem ser rígidos ou flexíveis. Estes são constituídos por camadas múltiplas, com finalidades diversas como suportar esforços de tração, compressão e torção, isolamento térmico, resistência radial, anticorrosão e conformação mecânica. Essas tubulações são prescritas a operar em ambientes com altas pressões e baixas temperaturas e são dotadas de vida útil extensa, perfazendo-se, por isso, em desafio adicional, no quesito manutenção, aos

engenheiros de materiais e de equipamentos. Constituem-se, na essência, em elementos decisivos na reunião de esforços de proteção ao ambiente (BAI; BAI, 2012, p. 24).

1.4.9 Integração de Equipamentos Submarinos

Para ilustrar melhor a integração desses elementos e o funcionamento de um sistema submarino de produção - de forma bastante simplificada – é possível afirmar: uma vez perfurado o reservatório com uma plataforma de perfuração (*drilling*), com a utilização de broca especial, um poço é construído nessa abertura (tubo de aço externo, interno, cimentação nas paredes e na parte superior, aberturas para o reservatório por canhoneio, aberturas superiores para produção, injeção de água, de produtos químicos, de gás etc.), instala-se um *wellhead* na extremidade superior do poço e, a seguir, uma árvore de natal (*X-mas tree*) dotada de válvulas e comandos é instalada nessa *Wellhead*, a fim de viabilizar os acionamentos de fluxo de produção de O&G, injeção de químicos, injeção de água, injeção de gás e outras necessidades operacionais.

Algumas *X-mas tree* de poços próximos são, então, conectadas por linhas submarinas a um *manifold* (opcional, conforme o *layout*²⁷ submarino), o qual consolida várias linhas em algumas poucas (com diâmetro resultante maior). Do *manifold* à UEP, a elevação dos fluxos é feita com a utilização de composição de linhas e *risers*. As linhas submarinas são instaladas por navios especiais com conectores nas extremidades (PLET, PLEM) ou entre as extremidades (ILS) na função de “espera” para as próximas conexões ou para necessidades operacionais.

Os *jumpers* são utilizados quando são necessárias conexões adicionais entre sistemas submarinos. Na UEP, no entanto, o petróleo e o GNP sofrem a separação grossa de impurezas, entre outros processos. O gás, por sua vez, pode ser comprimido e exportado, queimado (*flare*) ou injetado no poço. As impurezas - subproduto dos processos de separação grossa - podem ser descartadas de forma ambientalmente correta ou injetadas no reservatório. A UEP produz a energia elétrica, pneumática, hidráulica e outras necessárias ao seu próprio funcionamento e do sistema submarino de produção. Partem de lá os comandos de acionamento e lá, também, aportam os sinais dos sensores do fundo, tudo isso por meio de umbilicais de controle. A UEP controla a produção, a água, a injeção de produtos químicos e monitora, adicionalmente, as

²⁷ Termo empregado no sentido de desenho, projeto, *design* ou disposição de equipamentos e linhas no fundo do mar (nota do autor).

condições do sistema submarino de produção, além de acionar a manutenção e os reparos submarinos. O petróleo e o GNP são, então, exportados para uma refinaria em terra, por meio de linhas de exportação ou de navios aliviadores.

A figura 18 mostra um exemplo de sistema submarino de produção com os principais elementos.

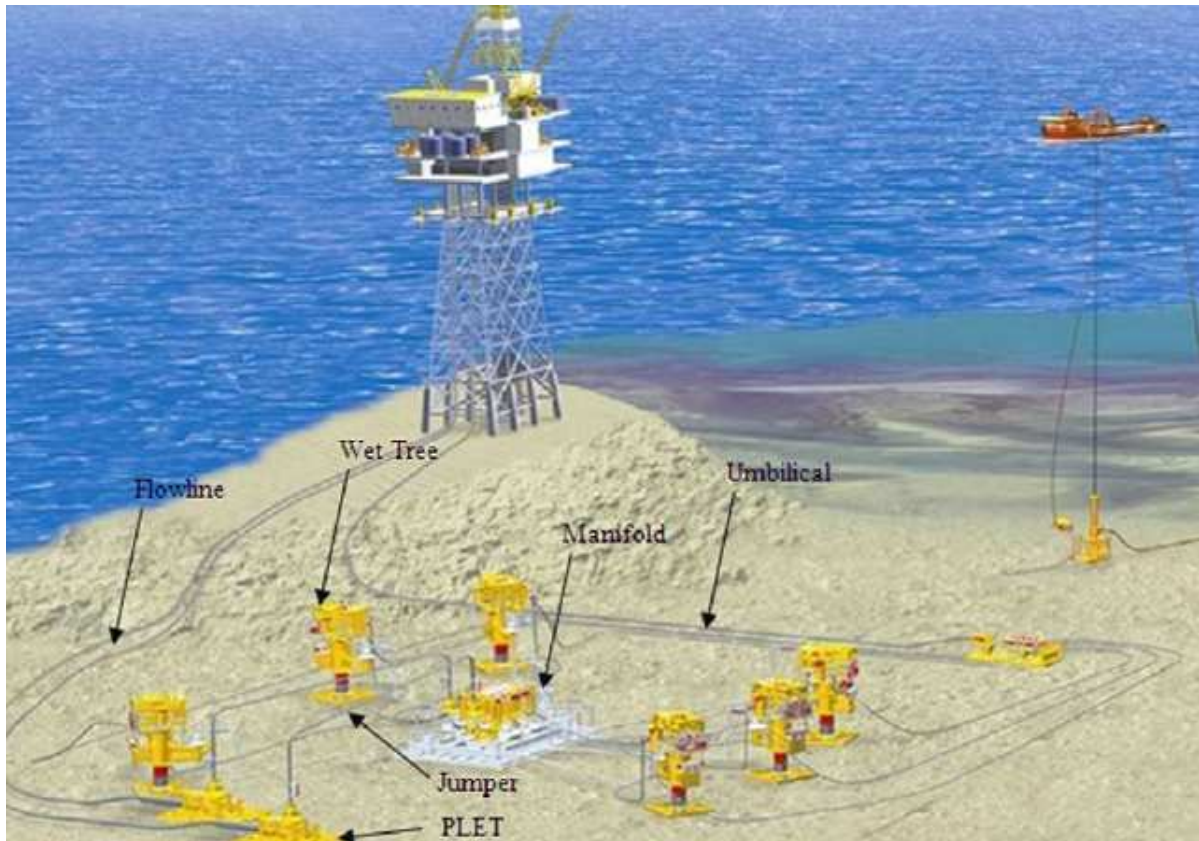


Figura 18: Sistema de produção submarino
Fonte: Bai e Bai, 2012, p. 8

1.5 O PETRÓLEO NO BRASIL

A história do petróleo no Brasil começou na Bahia, em 1858, por meio do Decreto n.º 2266, assinado pelo Marquês de Olinda, que concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso em terrenos situados nas margens do Rio Marau, na Província da Bahia, para fabricação de querosene de iluminação (BRASIL ESCOLA, 2017).

Em 1930, setenta anos depois, portanto, o engenheiro agrônomo Manoel Inácio Bastos soube que os habitantes de Lobato, no estado da Bahia, usavam uma lama preta e oleosa para iluminar as residências. Em 1932, o engenheiro Manoel Bastos foi até o Rio de Janeiro, onde

foi recebido pelo presidente Getúlio Vargas, a quem entregou o relatório sobre observação em Lobato. Finalmente, em 1937, o diretor-geral do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), Avelino Inácio de Oliveira, decidiu iniciar a perfuração de poços em Lobato, bairro de Salvador, capital do estado da Bahia (BRASIL ESCOLA, 2017).

Em 1938 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP).

Em 1949 entra em operação no Recôncavo Baiano o primeiro oleoduto brasileiro.

Em 1950 registra-se a instalação da refinaria Landulfo Alves, no município de Mataripe, e o primeiro navio petroleiro é lançado ao mar.

Em 3 de outubro de 1953 é fundada a Petróleo Brasileiro SA (Petrobras - empresa estatal) e instituído por meio de lei o monopólio na extração e refino do petróleo em território nacional (PETROBRAS, 2017d). Desde então a Petrobras tem estado à frente de todas as campanhas de exploração, exploração e refino de óleo no Brasil, em todos os campos e foi a responsável pelo início e continuidade da exploração de petróleo no mar.

A primeira descoberta de petróleo no mar aconteceu no campo de Guaricema, no estado de Sergipe, em 1968 (PETROBRAS, 2017d). De 1954 até 1997, durante, portanto, 43 anos, a Petrobras deteve o monopólio de extração e refino de hidrocarbonetos no Brasil. Esse monopólio no entanto, com a aprovação da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, foi extinto²⁸. A mesma lei criou o Conselho Nacional de Política Energética²⁹ (CNPE) e a ANP³⁰ (BRASIL, 1997). O segundo capítulo aborda com maior aprofundamento os aspectos relacionados à legislação que regulamenta o setor petrolífero no Brasil.

1.5.1 A Bacia de Campos

A experiência brasileira em exploração e exploração em águas profundas e ultra profundas foi adquirida em grande monta nos projetos instalados na Bacia de Campos (BC), majoritariamente pela Petrobras, mesmo após a extinção do monopólio. A maior parte dos

²⁸ BRASIL, 1997. Cap. III, Art. 4º e Art. 5º.

²⁹ Ibid. Cap. II, Art. 2º.

³⁰ Ibid. Cap. IV, Art. 7º.

campos de petróleo da BC está localizada em profundidades entre 80 e 1924 metros de profundidade. A profundidade média dos campos da BC é de 511 m (ANP, 2017b).

A BC é a principal acumulação sedimentar da costa brasileira em termos econômicos (ANP, 2015a) como já fora destacado na introdução. Geograficamente ela se localiza no litoral dos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro, limitada pelas imediações da cidade de Vitória (ES), Arraial do Cabo (RJ) e a cota de 3000 metros de profundidade em direção ao oceano Atlântico, limitada entre os paralelos 20°S e 26°S e os meridianos 37°W e 42°W. Ocupando aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados em área, sendo 96,6% no mar e 6,4% em terra (ANP, 2017d).

As atividades exploratórias na BC anteriores a 1968 foram pouco expressivas, consistindo em levantamento gravimétrico³¹, realizado em 1958, e a perfuração do poço terrestre 2- CST-1-RJ (Cabo de São Tomé), concluído em 20 de agosto de 1958. A partir de 1968, levantamentos sísmicos detalhados foram patrocinados pela Petrobras em águas rasas, até a profundidade de 400m. A interpretação desses dados propiciou programa de perfuração para a avaliação do potencial da bacia iniciado, em 1971, e coroado com a primeira descoberta de óleo comercial na BC, em 1974, pelo 1-RJS-9A, no campo de Garoupa. O prosseguimento das atividades na área redundou em grande sucesso exploratório, capaz de consolidar a BC na excepcional qualificação de Elevado Potencial (ANP, 2015b, p. 13).

As reservas totais dessa bacia são estimadas em 13,8 bilhões de barris de petróleo e 171 bilhões de m³ de gás (ANP, 2017e, p. 4).

A maior bacia produtora do país, a BC responde pela produção diária de 1,914 milhões de boe³², sendo aproximadamente 1,7 milhões de barris de petróleo e 29,9 milhões de m³/dia de gás. Essa produção é originada de 44 campos e corresponde a cerca de 71% da produção nacional de óleo e 31,4% da produção nacional de gás (ANP, 2015b, p. 14).

³¹ Levantamentos gravimétricos são baseados em medidas das variações do campo da gravidade da Terra, portanto, a gravimetria (do latim: *gravis* = peso, e do grego *μετρέω* = medida) consiste em conjunto de técnicas que tem por finalidade a medida da intensidade da gravidade. A gravimetria exerce fundamental importância sobre os levantamentos geodésicos ... no auxílio na prospecção mineral, modelagem geofísica e estrutura da Terra (FERREIRA, 2007, p. 3-4).

³² BBOE ou BOE: Barril equivalente em petróleo é uma unidade de energia aproximadamente equivalente à energia libertada pela queima de um barril de “*Crude Oil*”. 1 BOE = 6.1178632 × 10⁹ J aproximadamente 1.70 Mwh. Esta medida é muitas vezes usada pelas companhias produtoras de petróleo para efetuar equivalências entre Gás e Petróleo. Um BOE é equivalente a 6 mcf (milhares de pés cúbicos) de gás natural. Isto devido a que 1 mcf contém cerca de 1/6 da energia de um barril de petróleo (NOGUEIRA, 2016, p. 4).

Embora densamente explorada, a Bacia de Campos ainda se mostra altamente promissora e com boas perspectivas exploratórias que podem resultar em novas descobertas de petróleo e/ou gás natural. Dispõe de excelente infraestrutura para exploração e produção de petróleo e gás natural. Merecem destaque as oportunidades exploratórias na seção pós-sal ou ainda em novos modelos ainda não testados, possíveis, hoje, graças ao aumento de conhecimento e de avanço tecnológico.

Atualmente a BC possui campos em todas as fases do ciclo de vida de campos de petróleo submarino (ANP, 2017d).

Alguns campos de petróleo da BC serão leiloados em futuras rodadas de licitação, outros estão em fase de exploração ou de avaliação. Outros, ainda, estão sendo desenvolvidos e muitos em fase de produção, existindo também campos que foram devolvidos ou cuja produção foi paralisada. O quantitativo de campos de Petróleo em fase de produção, alvo desta dissertação, varia em função do mês e do ano, quando verificadas as fontes documentais, informações oficiais do governo e dos cessionários. Ao todo existiam sete operadores detentores de concessão na Bacia de Campos até o fim de 2016, a saber: Petrobras, Shell, HRT, Chevron, Statoil, DOMMO e OGX.

Esta dissertação, pelos objetivos definidos na matriz, delimita o universo da pesquisa aos campos que estiveram em fase de produção ou abandono até 2016, os quais são tratados doravante nesta dissertação e estão listados a seguir. No total, a Bacia de Campos é constituída por 49 campos de petróleo, sendo um deles em fase de desenvolvimento (Pitangola), três em período de devolução (Moreia, Nordeste de Namorado e Tubarão Azul), um, temporariamente, fora de operação (Badejo) e 44 em pleno ciclo de produção.

Os sumários executivos dos Planos de Desenvolvimento (PD) são relatórios oficiais que contém as principais informações de cada campo, tais como: sistema de produção e escoamento, reservatórios, reservas e histórico de produção, entre outras. Para os campos com PD aprovado ou com histórico de produção, essas informações encontram-se disponíveis no site da ANP (ANP, 2017b). O sumário executivo do campo de Jubarte contempla as informações dos demais campos do Parque das Baleias; a saber: Baleia Azul, Baleia Anã, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu e Pirambu. A Resolução da Diretoria da ANP nº 69/2014 determinou a unificação das Áreas de Desenvolvimento do Parque das Baleias ao Campo de Jubarte. A situação do campo, no entanto, encontra-se em processo arbitral. Os campos Xerelete, Xerelete Sul, Maromba e Mangangá não apresentam PD aprovado ou histórico de produção, o que os impede, por esse

hiato, de possuírem sumário executivo. Ver no gráfico 4 o histórico exploratório, por número de poços exploratórios.

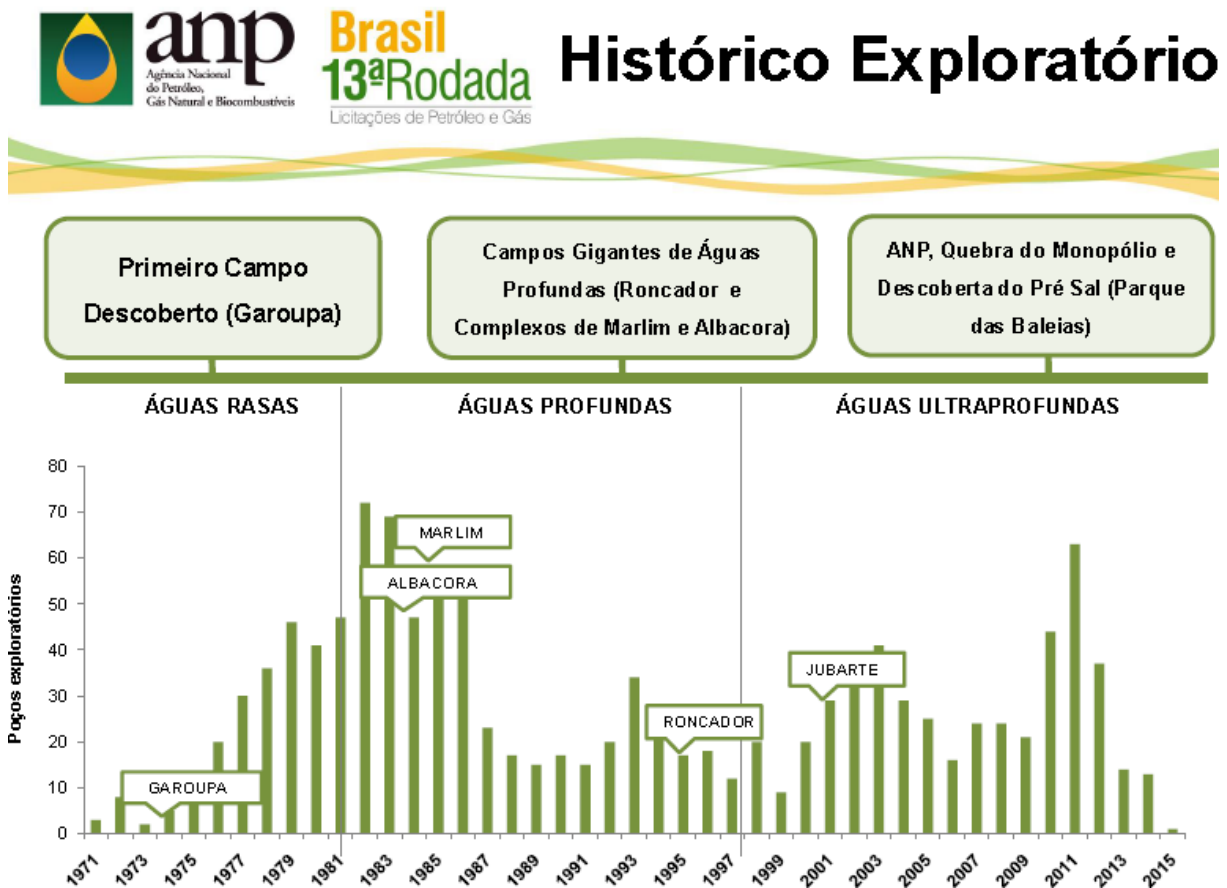


Gráfico 4: Histórico BC – poços exploratórios
Fonte: ANP, 2015a

Para ter uma ideia da dinâmica dos dados sobre produção e campos, basta notar que em setembro de 2017 o Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), da ANP (ANP, 2017d) registrou 60 campos com o status “produção”, em maio de 2015 o relatório Sumário das Bacias Sedimentares (ANP, 2015b, p. 14) contabiliza 47 campos em fase de produção e os dados estatísticos de E&P de setembro de 2017 da ANP identifica 57 campos em fase de produção. A fonte confiável de dados sobre campos de petróleo são os PDs da ANP, por isso todos os dados sobre campos de petróleo dispostos nesta dissertação foram retirados dos PDs.

A seguir são apresentados os dados sobre os campos de petróleo da BC: tabela 1, por ordem de início de produção, e tabela 2, por ordem de início de produção, com principais dados dos campos.

Tabela 1: Linha do tempo BC

			BACIA DE CAMPOS	ANOS
				1950
				1951
				1952
				1953
				1954
				1955
				1956
				1957
				1958
				1959
				1960
				1961
				1962
				1963
				1964
				1965
				1966
				1967
				1968
				1969
				1970
				1971
				1972
				1973
				1974
				1975
				1976
		ENCHOVA	■	1977
				1978
	BONITO	GAROUPA	■ ■	1979
		GARROUPINHA	■ ■	1980
BADEJO	NAMORADO	LINGUADO	■ ■ ■	1981
	PARATI	BICUDO	■ ■ ■	1982
PIRAUNA	CHERNE	CORVINA	■ ■ ■	1983
E. OESTE	BAGRE	TRILHA	■ ■ ■	1984
MARIMBA	VIOLA	ANEQUIM	■ ■ ■	1985
		MOREIA	■ ■	1986
	N. NAMORADO	ALBACORA	■ ■	1987
	CARAPEBA	PARGO	■ ■	1988
		VERMELHO	■ ■	1989
		MALHADO	■ ■	1990
		MARLIN	■ ■	1991
	CONGRO	VOADOR	■ ■	1992
	SALEMA	BIJUPIRA	■ ■	1993
		MARLIN SUL	■ ■	1994
				1995
				1996
		BARRACUDA	■ ■	1997
	PAMPO	A. LESTE	■ ■	1998
		RONCADOR	■ ■	1999
	ESPADARTE	M. LESTE	■ ■	2000
				2001
		P. BALEIAS	■	2002
				2003
				2004
				2005
		POLVO	■	2006
				2007
OSTRA	FRADE	ABALONE	■ ■ ■	2008
		ARGONALTA	■ ■	2009
		PEREGRINO	■ ■	2010
		TUBARÃO AZUL	■ ■	2011
PITANGOLA	T. MARTELO	P. TERRA	■ ■ ■	2012
		T. VERDE	■ ■	2013
				2014

CONTEXTO OPERACIONAL - INICIO DE OPERAÇÃO DE CAMPOS SUBMARINOS

Fonte: ANP, 2017b (consolidado pelo autor)

Tabela 2: Dados BC

Início Produção	Campo	Profundidade LDA (m)	Área (km²)	Reservas Petróleo (Mbbbl)	Reservas Gás Natural (Mm³)	Operador	Poços Produção	Poços Injeção	Estado
1977	ENCHOVA	120	100	906	13515	PETROBRAS	4	0	PRODUÇÃO
1979	GAROUPA	120	123	660	9583	PETROBRAS	7	3	PRODUÇÃO
1979	BONITO	203	85	1107	26078	PETROBRAS	11	1	PRODUÇÃO
1979	NAMORADO	200	50	737	14652	PETROBRAS	16	10	PRODUÇÃO
1980	GAROUPINHA	110	56	81	622	PETROBRAS	1	0	PRODUÇÃO
1981	BADEJO	93	131	1704	8044	PETROBRAS	0	0	PARADO
1981	LINGUADO	100	215	786	11292	PETROBRAS	0	0	PRODUÇÃO
1982	BICUDO	162	45	691	9232	PETROBRAS	0	0	PRODUÇÃO
1982	PARATI	100	134	19	318	PETROBRAS	1	0	PRODUÇÃO
1983	CORVINA	197	140	314	3287	PETROBRAS	6	1	PRODUÇÃO
1983	CHERNE	150	69	736	5162	PETROBRAS	14	7	PRODUÇÃO
1983	PIRAUNA	250	61	170	2088	PETROBRAS	3	0	PRODUÇÃO
1984	TRILHA	100	26	94	1675	PETROBRAS	0	0	PRODUÇÃO
1984	BAGRE	117	21	44	727	PETROBRAS	2	1	PRODUÇÃO
1984	ENCHOVA OESTE	115	82	308	4542	PETROBRAS	6	0	PRODUÇÃO
1985	ANEQUIM	115	54	50	603	PETROBRAS	1	0	PRODUÇÃO
1985	VIOLA	165	272	239	1523	PETROBRAS	4	1	PRODUÇÃO
1985	MARIMBA	420	126	1030	13740	PETROBRAS	12	0	PRODUÇÃO
1986	MOREIA	115	119	138	1052	PETROBRAS	0	0	EM DEVOLUÇÃO
1987	N. DE NAMORADO	195	45	25	952	PETROBRAS	0	0	EM DEVOLUÇÃO
1987	ALBACORA	700	455	4515	100955	PETROBRAS	27	9	PRODUÇÃO
1988	PARGO	100	89	220	1186	PETROBRAS	12	3	PRODUÇÃO
1988	CARAPEBA	95	137	896	3679	PETROBRAS	30	4	PRODUÇÃO
1989	VERMELHO	80	89	396	1919	PETROBRAS	33	1	PRODUÇÃO
1990	MALHADO	450	49	151	2074	PETROBRAS	5	1	PRODUÇÃO
1991	MARLIN	800	258	6510	75340	PETROBRAS	60	36	PRODUÇÃO
1992	VOADOR	611	82	527	7287	PETROBRAS	1	0	PRODUÇÃO
1992	CONGRO	424	203	1889	51834	PETROBRAS	5	0	PRODUÇÃO
1993	BIJUPIRA	762	77	565	6466	SHELL	5	4	PRODUÇÃO
1993	SALEMA	550	26	162	3299	SHELL	2	1	PRODUÇÃO
1994	MARLIN SUL	1400	884	7484	111465	PETROBRAS	34	28	PRODUÇÃO
1997	BARRACUDA	1100	233	3053	-	PETROBRAS	24	15	PRODUÇÃO
1998	ALBACORA LESTE	1340	512	4137	57690	PETROBRAS	17	13	PRODUÇÃO
1998	PAMPO	150	146	1780	16163	PETROBRAS	23	0	PRODUÇÃO
1999	RONCADOR	1730	398	9221	156124	PETROBRAS	48	19	PRODUÇÃO
2000	MARLIN LESTE	1240	458	5805	82263	PETROBRAS	23	11	PRODUÇÃO
2000	ESPADARTE	1100	728	3128	19964	PETROBRAS	5	4	PRODUÇÃO
2002	P. DAS BALEIAS	135	579	9635	260856	PETROBRAS	36	19	PRODUÇÃO
2007	POLVO	103	134	300	744	HRT	11	1	PRODUÇÃO
2009	FRADE	1155	154	1231	12567	CHEVRON	10	0	PRODUÇÃO
2009	OSTRA	1890	25	438	3341	SHELL	6	0	PRODUÇÃO
2009	ABALONE	1924	21	34	3137	SHELL	0	0	PRODUÇÃO
2010	ARGONAUTA	1651	176	1520	14445	SHELL	9	4	PRODUÇÃO
2011	PEREGRINO	120	534	4054	7172	STATOIL	31	6	PRODUÇÃO
2012	TUBARÃO AZUL	130	33	227	7	DOMMO	0	0	EM DEVOLUÇÃO
2013	PAPA TERRA	1000	183	1744	10752	PETROBRAS	4	4	PRODUÇÃO
2013	T. MARTELO	105	31	428	1330	OGX	4	0	PRODUÇÃO
2013	PITANGOLA	100	36	150	572	STATOIL	0	0	DESENVOLVIMENTO
2014	T. VERDE	952	88	1681	17719	PETROBRAS	12	6	PRODUÇÃO

Fonte: ANP, 2017b (consolidado pelo autor)

1.6 O PETRÓLEO NO REINO UNIDO

Enquanto o restante do mundo aguardava pela “nova luz” da América, não era algo simples enviar o primeiro navio petroleiro à Europa. Os marinheiros estavam aterrorizados com a possibilidade de incêndios e explosões por carregarem querosene como carga. Finalmente, em 1861, um armador da Filadélfia conseguiu uma tripulação [...] colocando-os a bordo do navio carregado de petróleo. A carga transitou de forma segura da América do Norte até Londres (YERGIN, 1991, p. 56 - tradução do autor).

Em 1888, os Rothschilds deram um passo à frente dos competidores; eles estabeleceram a própria empresa importadora e distribuidora [de querosene] no Reino Unido. [...] Vinte e quatro dias depois do estabelecimento oficial dos Rothschilds, a Standard [Oil] funda a primeira “subsidiária” internacional, a Empresa de Petróleo Anglo-Americana [Anglo-Persian Oil Company]. Agora a Standard Oil é uma empresa multinacional (YERGIN, 1991, p. 62 - tradução do autor).

Em 28 de maio 1901, William Knox D’Arcy recebe uma concessão de 60 anos para procurar petróleo e gás através da maior parte da Pérsia. Em novembro de 1902, ele inicia a campanha nas montanhas de Chiah Surkh, 350 milhas a oeste de Teerã, sob a supervisão técnica do engenheiro George Reynolds. Em 31 de maio de 1903, D’Arcy forma a Primeira Companhia de Exploração seguindo sinais promissores. Em 1904, com D’Arcy com as finanças já comprometidas e sem óleo, todas as operações de Chiah Surkh são suspensas em 23 de junho daquele ano. Mas em novembro, um novo acordo, com o sindicato de concessões, apoiado pela Burmah óleo, foi fechado. Em 1905, uma nova busca de petróleo leva Reynolds para Shardin, 100 milhas ao nordeste de Basra. Em 1907, a perfuração em Shardin parece inútil, assim Reynolds segue para Masjid-i-Suleiman. Em 1908, Burmah oil company fornece mais dinheiro e a perfuração de dois poços começa. Finalmente, em 26 de maio de 1908, o óleo jorra a 25 metros de altura em direção ao céu (BP GLOBAL, 2017 - tradução do autor.)

Considerado por muitos como uma grande fonte potencial de petróleo ou gás, o Mar do Norte (MN) tornou-se o centro de uma das indústrias de energia mais produtivas do mundo. A primeira descoberta britânica de gás ocorreu no campo *offshore* de West Sole, a 26 metros de LDA, perfurado pela BP com a plataforma de perfuração Sea Gem, no final de 1965.

A indústria do Reino Unido no sul do MN, conforme a *University of Aberdeen* (2006), cresceu rapidamente nos primeiros anos. Para os produtores de petróleo e gás, havia grandes lucros potenciais. A autossuficiência do Reino Unido em petróleo e gás, até então um sonho impossível, tornava-se possibilidade. Com o incremento de mais campanhas de exploração revelou-se claro que havia óleo para ser encontrado em grandes quantidades, inclusive ao norte da Plataforma Continental o Reino Unido (UNIVERSITY OF ABERDEEN, 2006).

Descobertas de petróleo aumentaram à medida que mais empresas - britânicas, europeias e americanas - conseguiam obter concessões para extração de petróleo e gás em setores do MN. Em meados da década de 1980 havia mais de 100 instalações. Por meio da inovação tecnológica extraordinária e do esforço humano, milhões de barris foram produzidos diariamente. No início de 1980 o Reino Unido tornou-se país exportador de petróleo. Em

meados de 1990, o país alcançou esse status como produtor de gás. Dois dos principais centros da indústria foram a grande *Yarmouth / Lowestoft*, centro de operações para a indústria de gás do Sul do MN e posteriormente, Aberdeen, agora considerada como a capital do petróleo da Europa (UNIVERSITY OF ABERDEEN, 2006).

Durante a década de 1990, como o resto do mundo, o MN era vulnerável à flutuação dos preços do petróleo mundial. A produção cresceu e atingiu, no entanto, o pico em torno de 2001. Agora, o MN é considerado como província madura em declínio lento. Graças à tecnologia cada vez mais sofisticada, grandes quantidades de óleo e gás poderiam, então, ser recuperadas (UNIVERSITY OF ABERDEEN, 2006).

A origem da *British Petroleum* (BP) remonta à fundação da *Anglo-Persian Oil Company*, em 1908, que se estabeleceu como subsidiária da *Burmah Oil Company* para explorar as descobertas de petróleo no Irã. Em 1935, tornou-se a companhia de petróleo Anglo-Iraniana e, em 1954, *British Petroleum*. Em 1959, a empresa expandiu-se e consolidou-se como uma das primeiras empresas de petróleo no MN (YERGIN, 1991, p. 110). BP adquiriu o controle majoritário da *Standard Oil Ohio*³³, em 1978. O governo britânico privatizou a companhia em estágios entre 1979 e 1987. A Companhia Britânica Nacional de Petróleo (*British National Oil Corporation* – BNO) foi comprada pela BP, em 1988. A BP fundiu-se com a Amoco, em 1998, tornando-se a BP Amoco plc e adquiriu a ARCO e *Burmah Castrol* em 2000, tornando-se a BP plc em 2001 (YERGIN, 1991, p. 110).

Após a Segunda Guerra Mundial, no entanto, o Ministério do Poder (Ministry of Power) foi incorporado ao DTI (*Department of Trade and Industry* - Departamento de Comércio e Indústria, tradução do autor), em 1970, que então emergiu como o Departamento de Energia (*Department of Energy*), em 1974, logo após a crise do petróleo de 1973. Com a privatização da BNO, o departamento de energia foi reincorporado DTI, em 1992 (OGA, 2016a).

Essa medida perdurou até 2008, quando o DECC (*Department of Energy and Climate Change* – Departamento de Energia e Mudanças Climáticas, tradução do autor) foi formado ao concentrar as funções de energia do Departamento de Negócios, Energia e Reforma

³³ “Em 1909, no caso anti-thrust, a corte Federal decidiu em favor do governo do Estados Unidos da América e ordenou a dissolução da Standard Oil Co. [...] Standard Oil foi dividida em diferentes entidades. A maior delas, Standard Oil New Jersey tornou-se eventualmente Exxon, [...] Standard Oil New York tornou-se Mobil. Standard Oil California tornou-se Chevron. Standard Oil of Ohio tornou-se Sohio e então o braço americano da BP. Standard Oil Indiana se torna Amoco e depois Continental Oil e por fim Conoco” (YERGIN, 1991, p. 110).

Regulatória, o sucessor de DTI e mudanças climáticas da Secretaria do Meio Ambiente, Alimentação e Assuntos Rurais (OGA, 2016a).

A OGA foi formada em abril de 2015, como uma autoridade independente com poderes assegurados, inicialmente como uma agência executiva do DECC. As prioridades principais do OGA e o progresso esperado foram estabelecidos em dois relatórios: *Call to Action 2015* e *Call to Action: Six months on*.

Em outubro de 2016, então, OGA tornou-se empresa estatal, limitada por ações sob o *Companies Act 2006*, com o Secretário de Estado para negócios, energia e estratégia industrial como responsável geral (OGA, 2016a).

Existe número elevado de relatórios, dados históricos, análises, mapas, dados geofísicos de produção, reservas, informações consolidadas sobre os campos, as plataformas e poços, além de profusão de artigos e publicações sobre custos, estratégia, contextualização e legislação sobre todas as fases do ciclo de produção de petróleo e gás no Reino Unido. Acerca do período de abandono, os programas de de-comissionamento, relatórios finais de abandono, análise de impactos ambientais e análise de viabilidade estão fartamente disponíveis. Os documentos disponibilizados pelo OGA são de alta qualidade, produzidos tanto pelos operadores quanto pelos técnicos do OGA, com rigor metodológico-acadêmico. Em resumo, a tarefa de pesquisar sobre o setor de O&G – fase de abandono – na literatura do Reino Unido é extremamente facilitada pela celeridade ao acesso, disponibilidade, riqueza de detalhes e organização das fontes de pesquisa: ambiente muito diverso do encontrado no Brasil para execução desta pesquisa (fontes inacessíveis, falta de detalhamento de material, ausência de publicações e artigos especializados no tema). Os dados do OGA podem ser acessados no site do governo do Reino Unido, do próprio OGA ou pelo canal de comunicação direta do OGA, no qual as respostas são sempre rápidas e assertivas.³⁴

Observam-se consideráveis diferenças no modo como os agentes reguladores brasileiro e britânico (ANP e OGA) foram constituídos, assim como o foram as grandes empresas de petróleo estatais (PETROBRAS e BP). No segundo capítulo retoma-se a análise das instituições do Brasil e do Reino Unido.

³⁴ Site do Governo de UK: <<https://www.gov.uk>>, site do OGA: <<https://www.ogaauthority.co.uk>>, canal de comunicação direta com o OGA: oga.correspondence@ogaauthority.co.uk.

Em termos de produção do Reino Unido, segundo a OGA (2016b), até o final de 2016, um total acumulado de 43,5 bilhões boe foram produzidos na UKCS (*United Kingdom Continental Shelf* – Plataforma Continental do Reino Unido, tradução do autor).

A OGA estima que as reservas do Reino Unido são de aproximadamente 5,7 bilhões boe (provável) e somente elas - com base em previsões atuais de produção e não havendo sucesso em futuras campanhas de exploração - têm a capacidade de sustentar a produção por pelo menos duas décadas. Há oportunidade potencial significativa, no entanto, de incremento de reservas: o OGA estima que existam 7,4 bilhões de boe em recursos descobertos e pouco desenvolvidos. Grande parte desses recursos estão localizados em áreas desenvolvidas / maduras e sob avaliação para futuros desenvolvimentos. Isso exigirá investimento substancial em projetos incrementais e em novos desenvolvimentos do campo (OGA, 2016b).

A substituição das reservas provadas e prováveis (2P) continua a gerar preocupação. Aproximadamente 600 milhões boe foram produzidos em 2016, no entanto, só 80 milhões boe de recursos contingentes foram adicionados às reservas. A estimativa atual do OGA de recursos potenciais (desconhecidos) é de 6 bilhões de boe, com uma faixa de 1,9 bilhões de boe - estimativa mais baixa - a 9,2 bilhões de boe - estimativa superior (OGA, 2016b).

Tendo em conta a gama de possibilidades de recursos, juntamente com a de descobertas de reservas e recursos contingentes, a melhor estimativa atual dos recursos de hidrocarbonetos recuperável restantes da UKCS está na faixa de 10 a 20 bilhões de boe (OGA, 2016b). É possível perceber a queda das reservas de O&G de UK no gráfico 5.

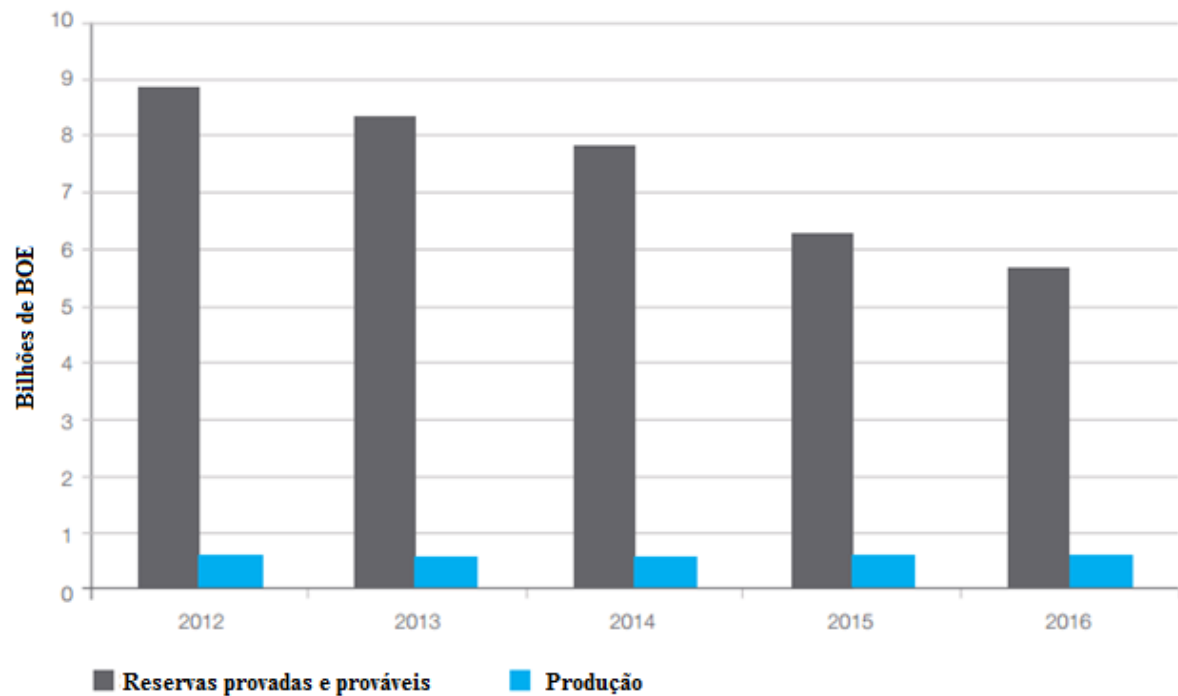


Gráfico 5: Reservas de O&G UK 2012 – 2016
 Fonte: OGA, 2016b, p. 9 (tradução do autor)

1.6.1 A Bacia Sul do Mar do Norte

Um grande número de projetos de extração de O&G na UKCS acontece em profundidades médias de 127 metros. A maior profundidade de operação no MN fica no setor Norueguês, a 725 metros de profundidade (ARUP, 2017, p. 4).

A área de exploração de petróleo do MN está localizada no noroeste Europeu, entre o Reino Unido, Dinamarca e Noruega e ao norte da Holanda. Essa área se divide em bacias sedimentares, sendo a SNS a que está há mais tempo em atividade de produção de hidrocarbonetos. Encontra-se, naquela região, o primeiro campo de petróleo submarino na UKCS: West Sole, perfurado em 1965, início de produção em 1967, a uma profundidade de 26 m. A SNS é a bacia sedimentar mais antiga em atividade de extração de O&G na UKCS. Por ser a mais longa em operação, tendo recebido grande número de equipamentos de sistemas de produção submarinos, plataformas e linhas submarinas, é também a que possui os campos mais maduros e em maior número quando comparado às outras bacias sedimentares da UKCS. Essas características (mais antiga, grande número de sistemas e campos mais maduros) guarda semelhanças com a BC, que também é, em relação à plataforma continental brasileira, a bacia em operação há mais tempo, com maior número de projetos de extração de O&G e com os

campos de maior média de tempo de produção em águas brasileiras. Ambas as bacias sedimentares – BC e SNS – possuem considerável número de campos de petróleo já em período de abandono.

O universo da pesquisa está restrito aos campos que estavam em fase de produção ou abandono até o ano de 2016. A SNS possui um total de 154 campos de petróleo em atividade sendo 94 em produção, 44 com produção encerrada, 9 em pós CoP (*Ceasse of Production* – Encerramento da Produção), 5 com produção suspensa - possíveis reservas, 1 com produção suspensa e 1 em avaliação até o ano de 2016 (OGA, 2017a). Ao todo, portanto, 33 empresas operam na SNS, a uma profundidade média de 34 m, com campos operando a profundidades que variam de 9 m a 90 m. A produção comercial começou em 1967. A SNS não possui campos de petróleo, apenas de gás, sendo somente um de condensado³⁵: o campo de Durango. Atualmente a SNS possui campos de petróleo submarino em todas as fases do ciclo de vida (OGA, 2017a).

As reservas provadas e prováveis de gás da SNS são de, aproximadamente, 3238 bilhões de pés cúbicos ou 91730 milhões de m³, sendo esta responsável por 31% da produção de gás do Reino Unido (OGA, 2016b, p. 15) e a produção é de, aproximadamente, 1,3 bilhão de pés cúbicos por dia ou 36,8 milhões de m³/dia (OGA, 2017b, p. 5). A seguir os dados sobre os campos da SNS: tabela 3 – por ordem de início de produção e tabela 4 – por ordem início de produção, com dados sobre os campos (dividida em 5 partes).

³⁵ Gás Condensado - Alguns campos de petróleo produzem o chamado gás condensado, que não é considerado verdadeiramente um gás e nem líquido, apresentando uma “dupla fase fluida”. Não é um gás devido à sua alta densidade e não é um líquido porque a superfície de contato varia da fase gasosa para a fase líquida (GASNET, 2013).

Tabela 4: Dados SNS

Início Produção	Campo	Profundidade LDA (m)	Operador	Estado	DECOM
1967	WEST SOLE	26	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1968	LEMAN	36	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1969	HEWETT	38	ENI HEWETT LIMITED	PRODUÇÃO	
1971	INDEFATIGABLE	30	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	APROVADO
1973	VIKING B	24	CONOCOPHILLIPS (U.K.) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1975	VIKING C	29	CONOCOPHILLIPS (U.K.) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	EM AVALIAÇÃO - APROVADO
1976	BIG DOTTY	38	ENI HEWETT LIMITED	PRODUÇÃO	
1977	VIKING E	28	CONOCOPHILLIPS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	EM AVALIAÇÃO - APROVADO
1977	VIKING D	34	CONOCOPHILLIPS (U.K.) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	EM AVALIAÇÃO - APROVADO
1979	DEBORAH	41	ENI HEWETT LIMITED	PRODUÇÃO	
1983	VIKING A	25	CONOCOPHILLIPS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1984	VICTOR	40	CONOCOPHILLIPS (U.K.) THETA LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1985	ROUGH	16	CENTRICA OFFSHORE UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1985	ESMOND	35	PREMIER OIL UK LIMITED	POS CoP	
1985	GORDON	21	STERLING RESOURCES (UK) LIMITED	POS CoP	
1985	FORBES	27	ENCORE PETROLEUM LIMITED	POS CoP	
1986	SOUTH SEAN	31	ORANJE-NASSAU ENERGIE UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1986	NORTH SEAN	32	ORANJE-NASSAU ENERGIE UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1986	BURE	35	PERENCO GAS (UK) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1986	THAMES	31	PERENCO GAS (UK) LIMITED	PRODUÇÃO	
1986	WENSUM	33	PERENCO GAS (UK) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1986	YARE	37	PERENCO GAS (UK) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1988	CLEETON	50	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1988	NORTH VALIANT	33	CONOCOPHILLIPS DEVELOPMENTS LIMITED	PRODUÇÃO	
1988	SOUTH VALIANT	34	CONOCOPHILLIPS PETROLEUM LIMITED	PRODUÇÃO	
1988	VANGUARD	32	CONOCOPHILLIPS PETROLEUM LIMITED	PRODUÇÃO	
1988	VULCAN	24	CONOCOPHILLIPS (U.K.) LIMITED	PRODUÇÃO	EM AVALIAÇÃO
1988	DELLA	36	ENI HEWETT LIMITED	PRODUÇÃO	
1989	INDEFATIGABLE SOUTH WEST	25	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1989	CAMELOT NORTH	16	ENERGY RESOURCE TECHNOLOGY (U.K.) LIMITED	POS CoP	APROVADO
1989	CAMELOT CENTRAL SOUTH	46	ENERGY RESOURCE TECHNOLOGY (U.K.) LIMITED	POS CoP	APROVADO

Início Produção	Campo	Profundidade LDA (m)	Operador	Estado	DECOM
1990	CAMELOT NORTH EAST	16	SHELL U,K, LIMITED	POS CoP	APROVADO
1990	BARQUE	81	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
1990	AMETHYST EAST	30	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1990	WELLAND NORTH WEST	39	PERENCO UK LIMITED	POS CoP	APROVADO
1990	WELLAND SOUTH	37	PERENCO UK LIMITED	POS CoP	APROVADO
1990	RAVERNSPURN SOUTH	48	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1990	RAVENSPURN	48	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1990	CLIPPER NORTH	26	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
1991	ANGLIA	26	ITHACA ENERGY (UK) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1992	AMETHYST WEST	21	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1992	PICKERILL	24	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1992	MARKHAM	32	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO	EM AVALIAÇÃO
1992	TRISTAN	37	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	APROVADO
1993	GUINEVERE	18	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1993	LANCELOT	20	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1993	HYDE	38	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1993	ORWELL	33	TULLOW OIL SK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1993	CAISTER CARBONIFEROUS	41	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1993	MURDOCH	32	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO	
1993	CAISTER BUNTER	41	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1993	ANN	30	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	EM AVALIAÇÃO - APROVADO
1993	BAIRD	29	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1994	EXCALIBUR	27	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1994	JOHNSTON	46	PREMIER OIL E&P UK EU LIMITED	PRODUÇÃO	
1994	GALLEON	28	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
1994	EAST SEAN	32	ORANJE-NASSAU ENERGY UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1995	BARQUE SOUTH	23	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO SUSPENSA POSSÍVEL RESERVAS	
1995	ALISON	26	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	EM AVALIAÇÃO
1995	GANYMEDE	35	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1995	GAWAIN	37	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	

Início Produção	Campo	Profundidade LDA (m)	Operador	Estado	DECOM
1995	BESSEMER	29	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	EM AVALIAÇÃO
1995	CALLISTO	22	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1995	DAVY	37	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1995	GALAHAD	20	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1995	DAWN	32	ENI HEWETT LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1996	NEWSHAM	29	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1996	SCHOONER	73	FAROE PETROLEUM (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO	
1996	TYNE NORTH	21	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1996	TRENT	49	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1997	WINDERMERE	34	INEOS UK SNS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1997	MORDRED	23	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1997	LITTLE DOTTY	37	ENI HEWETT LIMITED	PRODUÇÃO SUSPENSA	
1997	BOULTON	41	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO	
1998	DELILAH	36	ENI HEWETT LIMITED	PRODUÇÃO	
1998	AUDREY	24	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1998	MALORY	21	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1998	AUDREY	24	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1998	WAVENEY	26	PERENCO NORTH SEA LIMITED	PRODUÇÃO	
1998	DEBEN	31	TULLOW OIL SK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1999	CORVETTE	29	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
1999	KETCH	51	FAROE PETROLEUM (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO	
1999	VAMPIRE	28	CONOCOPHILLIPS PETROLEUM LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1999	SINOPE	34	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
1999	NEPTUNE	46	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
1999	MERCURY	32	BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED	PRODUÇÃO	
2000	EUROPA	21	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
2000	BELL	34	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
2000	VIXEN	34	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
2000	SKIFF	26	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
2001	BRIGANTINE A	30	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
2001	BRIGANTINE B	29	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	

Início Produção	Campo	Profundidade LDA (m)	Operador	Estado	DECOM	
2001	BEAUFORT	32	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	EM AVALIAÇÃO	
2001	NORTH DAVY	36	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO SUSPENSA POSSÍVEL RESERVAS		
2001	HOTON	34	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO		
2002	BRIGANTINE C	31	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO		
2002	BRIGANTINE D	31	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO		
2002	HAWKSLEY	19	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		
2002	BOYLE	34	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO		
2002	VISCOUNT	33	CONOCOPHILLIPS PETROLEUM LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		
2002	WHITTLE	53	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO		
2003	WOLLASTON	52	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO		
2003	MINERVA	48	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO		
2003	MCADAM	33	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO		
2003	APOLLO	39	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO		
2003	WATT	42	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		
2003	CARRACK	31	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO		
2004	ROSE	27	CENTRICA RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		APROVADO
2004	HELVELLYN	33	ALPHA PETROLEUM RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO		
2004	VALKYRIE	34	CONOCOPHILLIPS PETROLEUM LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		
2005	ARTHUR	49	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		EM AVALIAÇÃO
2005	SATURN	33	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO		
2005	HORNE	40	TULLOW OIL SK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		
2005	WREN	38	TULLOW OIL SK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		
2005	MUNRO	30	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO		
2006	HUNTER	34	PREMIER OIL E&P UK LIMITED	PRODUÇÃO SUSPENSA POSSÍVEL RESERVAS	EM AVALIAÇÃO	
2006	CUTTER	32	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO		
2006	KILMAR	57	ALPHA PETROLEUM RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO		
2007	GARROW	58	ALPHA PETROLEUM RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO		
2007	TETHYS	34	CONOCOPHILLIPS LIMITED	PRODUÇÃO		
2007	DAVY EAST	41	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO		
2007	GROVE	37	CENTRICA RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO		
2007	MINKE	40	ENGIE E&P UK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA		

Início Produção	Campo	Profundidade LDA (m)	Operador	Estado	DECOM
2007	MIMAS	28	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO	APROVADO
2007	CAVENDISH	19	INEOS UK SNS LIMITED	PRODUÇÃO	
2007	THURNE	35	TULLOW OIL SK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
2007	CHISWICK	41	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO	
2007	KELVIN	33	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO SUSPENSA POSSÍVEL RESERVAS	
2007	WENLOCK	25	ALPHA PETROLEUM RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO	
2008	TRISTAN NORTH WEST	35	VERSUS PETROLEUM (PRODUCTION) LIMITED	POS CoP	
2008	CARAVEL	30	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
2008	SHAMROCK	31	SHELL U,K, LIMITED	PRODUÇÃO	
2008	WISSEY	36	TULLOW OIL SK LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
2008	VICTORIA	25	VERUS PETROLEUM SNS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
2008	DURANGO	21	PERENCO NORTH SEA LIMITED,	PRODUÇÃO SUSPENSA POSSÍVEL RESERVAS	
2008	STAMFORD	37	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO ENCERRADA	
2009	RITA	33	PREMIER OIL E&P UK LIMITED	PRODUÇÃO	
2009	TOPAZ	32	INEOS UK SNS LIMITED	PRODUÇÃO	
2010	ERIS	39	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO	
2010	CERES	37	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO	
2010	BABBAGE	42	PREMIER OIL E&P UK EU LIMITED	PRODUÇÃO	
2012	ABERDONIA	32	ENERGY RESOURCE TECHNOLOGY (U,K,) LIMITED	SOB AVALIAÇÃO	
2012	WINGATE	9	WINTERSHALL NOORDZEE B,V,	PRODUÇÃO	
2012	ENSGN	28	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO	
2012	CLIPPER SOUTH	22	INEOS UK SNS LIMITED	PRODUÇÃO	
2012	LEMAN SOUTH	36	PERENCO UK LIMITED	PRODUÇÃO	
2012	SEVEN SEAS	34	CENTRICA RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO	
2013	KATY	90	CONOCOPHILLIPS (U,K,) LIMITED	PRODUÇÃO	
2013	YORK	45	CENTRICA RESOURCES LIMITED	PRODUÇÃO	
2013	BREAGH	65	INEOS UK SNS LIMITED	PRODUÇÃO	
2013	ORCA	54	GDF SUEZ	PRODUÇÃO	
2014	KEW	47	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	PRODUÇÃO	
2014	JULIET	62	ENGIE E&P UK LIMITED	PRODUÇÃO	
2016	CYGNUS	20	ENGIE E&P UK LIMITED	PRODUÇÃO	

Fonte: OGA, 2017a (consolidado pelo autor)

Cada quadrado verde, na tabela 5, representa um campo iniciando produção na BC, ao passo que cada quadrado vermelho simboliza um campo iniciando produção na SNS. Entre as principais diferenças é possível identificar - na BC - a existência de número expressivamente menor de campos de petróleo sendo instalados ao longo dos anos quando comparados à SNS. Ao mesmo tempo, afere-se, no Brasil, um único operador a monopolizar a exploração, produção e refino de petróleo até a extinção do monopólio por meio da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o que limitava a capacidade nacional de instalação de novos projetos à capacidade desse operador. No Reino Unido, muitos operadores concorriam às licitações de áreas de exploração, tornando a atividade industrial naquela região muito mais intensa, visto que vários grupos econômicos faziam aportes de capital e recursos para instalação de novos campos com a finalidade de extração de hidrocarbonetos. É possível perceber isso, também, ao observar a tabela 2 e a tabela 4, respectivamente, desta dissertação.

Entre as similaridades pode-se notar que tanto o início da produção de petróleo no mar quando o desenvolvimento de um número expressivo de campos de petróleo subsequente na BC e na SNS ocorreram em épocas similares. Diante disso, portanto, é consequente propor que o nível tecnológico de equipamentos e materiais empregados no desenvolvimento desses campos foi semelhante, uma vez que muitos fabricantes de equipamentos, prestadores de serviços e empresas de engenharia e de projetos especializadas em campos de petróleo submarinos atuam em nível global.

É consequente, em razão dessas congruências verificadas até aqui, aceitar que a vida útil dos equipamentos e materiais dos campos da SNS e da BC sejam similares e, diante dessa evidência, os estudos de vida útil das estruturas de lá podem ser utilizados como ponto de partida para estudos locais, guardadas as diferenças particulares de cada projeto de sistema de produção submarino.

2 CONTEXTO INSTITUCIONAL

Neste capítulo é apresentado o marco regulatório que rege as atividades de abandono de campo de petróleo.

A abordagem analisa de que maneira os tratados internacionais abordam o tema desta dissertação, assim como a influência deles na legislação do Brasil e do Reino Unido. É apresentado um breve histórico de como os países signatários chegaram a alguns pontos de consenso sobre o tema, assim como aspectos e particularidades locais da regulação do abandono no Brasil e no Reino Unido. A cronologia da evolução dos entendimentos internacionais e requisitos da legislação local são igualmente avaliados.

Há, ainda, a apresentação do panorama institucional do Brasil, identificando os principais órgãos reguladores envolvidos no abandono de sistemas submarinos de produção, assim como a revisitação à legislação local relacionada a essa fase do ciclo de vida de um campo de petróleo e gás.

A dissertação apresenta, ainda, o panorama institucional do Reino Unido, com identificação dos principais atores, legislação relacionada à atividade de abandono de campo de petróleo submarino e aspectos institucionais particulares.

Faz-se, também, uma análise minuciosa do panorama existente, da evolução ao longo do tempo e dos impactos nas operações de desmobilização.

Entende-se por regulação, nesta pesquisa, os arranjos legislativos e normativos elaborados por governos e órgãos internacionais, os quais, uma vez colocados em prática, objetivam regular aspectos específicos do comportamento econômico, técnico e social de um determinado setor ou indústria (ARUP, 2017, p. 20–21).

2.1 INTERNACIONAL

Nesta seção apresenta-se os aspectos relacionados ao panorama internacional na dimensão normativa, no que tange ao abandono de sistemas de produção *offshore*. Aqui são apresentadas as principais instituições internacionais e o contexto normativo adotado

mundialmente por meio de acordos, vinculantes ou não, e normativas de instituições relevantes ao abandono *offshore*.

2.1.1 United Nations Convention on the Law of the Sea – 1958 (UNCLOS-58)

Entre 24 de fevereiro e 27 de abril de 1958 foi realizada a primeira Convenção das Nações Unidas Sobre a Lei do Mar - 1958 (*United Nations Convention on the Law Of the Sea – UNCLOS-58*) em Genebra, na Suíça. Essa conferência foi, de fato, a primeira tentativa da Organização das Nações Unidas rumo à definição de acordos vinculantes sobre o uso dos mares e oceanos. A pauta da agenda era a de “examinar as leis dos mares, considerando não apenas os aspectos legais, mas também técnicos, biológicos, econômicos e políticos do problema e consolidar os resultados do trabalho em uma ou mais convenções ou outro instrumento considerado apropriado” (TREVES, 2008, p. 1). Ao todo, quatro convenções foram apresentados à apreciação dos países participantes, como observado a seguir.

- 1) Convenção sobre o Alto-Mar - *Convention of High Seas* - CHS (UN, 1958a);
- 2) Convenção sobre a Plataforma Continental - *Convention on Continental Shelf* - CCS (UN, 1958b);
- 3) Convenção sobre o Mar Territorial e Zonas Contíguas - *Convention on Territorial Seas* - CTS (UN, 1958c); e
- 4) Convenção sobre Pesca e Conservação dos Recursos Vivos do Alto-Mar - *Convention on Fishing and Conservation of the Living Resources of the High Seas* - CFCLR (UN, 1958d).

Além das quatro convenções citadas foi apresentado um protocolo opcional sobre resolução compulsória de disputas - *Compulsory Settlement of Disputes* - CSD (UN, 1958e).

A estratégia de desmembrar a convenção em documentos distintos mostra claramente a intenção em atrair o maior número de países para aderirem à UNCLOS-58 ou, pelos menos, às convenções que, eventualmente, fossem pontos pacíficos entre os países-membros da UN, evitando a rejeição dela devido a pontos específicos de discordância tratados em cada convenção.

A UNCLOS-58 ocorreu no pós-guerra, quando o Reino Unido e os Estados Unidos da América, estados vitoriosos na Segunda Guerra Mundial, eram também potências mundiais na

navegação e nutriam interesse na liberdade e na segurança da navegação, no caso, liberdade para navegação das suas embarcações mercantes e militares em todos os mares e oceanos.

Para fins deste trabalho, porém, apenas a CHS e a CCS apresentam diretrizes consideráveis. O Brasil esteve presente à UNCLOS-58, no entanto, não é signatário de nenhuma dessas duas convenções.

A CHS (aprovada em 1958 e em vigor a partir de 30 de setembro de 1962) estabelece que o alto-mar deve ser considerado como toda a porção marítima não incluída no Mar Territorial (MT) e águas internas de um estado. Assim sendo, estado algum pode restringir o exercício da liberdade sob as condições estabelecidas na CHS (UN, 1958a). Essa liberdade inclui, para estados costeiros ou não, a liberdade de navegação, a liberdade de pesca, a liberdade de colocação de cabos e dutos submarinos e a liberdade de voo sobre alto-mar.

A CHS estabelece, no artigo 26, quando o tema é a colocação de cabos ou dutos submarinos, o papel do estado em questão, ao considerar os cabos e dutos já existentes no fundo do mar, a fim de garantir e preservar alternativas de reparo. Além disso, a CHS determina aos estados as medidas necessárias para garantir que os custos de reparo sejam devidamente cobertos por quem instala os novos cabos e dutos, caso os responsáveis pela instalação dos dutos provoquem danos aos pré-existentes.

Complementando conceitos da CHS, a CCS, em seu artigo 1, estabelece acordos sobre plataforma continental: “[...] o leito marinho e subsolo das áreas adjacentes à costa, fora dos limites do Mar Territorial, em profundidade de 200m ou superior, onde as águas permitem a exploração dos recursos naturais ali presentes” (UN, 1958b, tradução do autor).

A CCS reforça o papel dos estados costeiros de não poderem obstar a colocação de cabos e dutos nestas áreas, embora tenham o direito sobre a exploração de recursos minerais e naturais nas plataformas continentais. Em adição a isso a exploração desses recursos não deve resultar em nenhuma interferência desnecessária à navegação, pesca ou conservação dos recursos vivos do mar. O 5º item do artigo 5 apresenta a diretriz mais relevante da CCS para fins deste trabalho:

“[...] Toda instalação abandonada ou em desuso deve ser completamente removida”. (UN, 1958b, tradução do autor).

Como apontado por Treves (2008, p. 3), a importância da UNCLOS-58 e suas convenções é, preponderantemente, histórica. A segunda Convenção sobre as Leis dos Mares, realizada em 1982 esclarece ser fundamental a prevalência das definições desta última em

relação às estabelecidas na UNCLOS-58. Dessa forma, aplica-se apenas àqueles países signatários, que optaram por não assinar o acordo posterior (UN, 1982).

As estruturas *offshore* eram poucas, notadamente pequenas e instaladas em águas rasas, não apresentando grande dificuldade de remoção. A exploração de hidrocarbonetos no mar era, ainda, bastante embrionária em 1958.

2.1.2 United Nations Convention on the Law of the Sea – 1982 (UNCLOS-82)

Em 1982 foi aberta a Convenção das Nações Unidas Sobre a Lei do Mar - 1982 (*United Nations Convention on the Law Of the Sea – UNCLOS-82*) em Montego Bay, na Jamaica, com entrada em vigor em novembro de 1994, 24 anos após a primeira convenção sobre a lei do mar. Como apontado por Treves (2008, p. 4), trata-se de acordo vinculante sem precedentes e até hoje não replicado sobre a codificação e desenvolvimento progressivo de leis internacionais. Enquanto na UNCLOS-58 optou-se pela quebra dos assuntos em diferentes convenções, de forma a atrair a assinatura dos países participantes, a UNCLOS-82 adotou abordagem diferente e concentrada na negociação para consenso do texto final. Os instrumentos e procedimentos utilizados para a elaboração do documento que consolida as decisões dos integrantes buscavam obter definição por consenso, instituindo grupos de negociação para os tópicos específicos. O Brasil é signatário da UNCLOS-82.

Essa convenção consolida em documento as definições sobre o Mar Territorial, Zona Econômica Exclusiva, plataforma continental e alto-mar, antes em documentos distintos (UN, 1982). Ela traz algumas definições importantes para esta pesquisa:

a) Poluição do ambiente marinho:

[...] introdução, pelo homem, direta ou indiretamente, de substâncias ou energia no ambiente marinho, incluindo estuários, que resultem ou possam resultar em efeitos negativos aos recursos vivos e vida marinha, riscos à saúde humana, impedimento às atividades marinhas, incluindo pesca e outros usos legítimos do mar, prejuízo à qualidade no uso da água do mar ou redução às amenidades. (UN, 1982, p. 26).

b) Alijamento (*dumping*): eliminação deliberada de resíduos ou outra matéria no mar por barcos, aviões, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem. Assim como a eliminação, no mar, de barcos, aviões, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem.

O documento traz, também, a definição clara para delimitação do Mar Territorial, Zona Contígua, Zona Econômica Exclusiva, Plataforma Continental e Alto-Mar. Tais limites são expressos na figura 19, de forma resumida.

- Mar Territorial (*Territorial Sea - TS*): limite de 12 milhas a partir da linha de base;
- Zona Contígua (*Contiguous Zone - CZ*): limite de 24 milhas a partir da linha de base;
- Zona Econômica Exclusiva (*Economic Exclusive Zone - EEZ*): limite de 200 milhas a partir da linha de base; e
- Plataforma Continental (*Continental Shelf - CS*): limite mínimo de 200 e máximo de 350 milhas a partir da linha de base, refere-se à porção de terra que vai da costa até o início da elevação continental, excluído o solo da planície abissal. Segundo a UNCLOS-82, o estado costeiro é soberano na exploração dos recursos naturais do leito e subsolo nessa região. A liberdade de colocação de dutos e cabos submarinos é assegurada aos outros estados, tal qual na EEZ.



Figura 19: Zonas UNCLOS-82
Fonte: Mirasola, 2015 (tradução do autor)

Em toda essa extensão, o estado costeiro tem soberania para exploração, conservação e gestão dos recursos vivos e não vivos das águas, leito marinho e subsolo. A convenção indica

alguns direitos assegurados a todos os estados, costeiros ou não, dentre os quais encontra-se o de lançamento de dutos e cabos submarinos, tal qual as definições da UNCLOS-58.

Os artigos 60 e 80 tratam de instalações e estruturas na EEZ e CS, respectivamente.

[...] instalações e estruturas abandonadas ou em desuso devem ser removidas de forma a garantir segurança na navegação, levando em conta os padrões internacionais, geralmente aceitos e estabelecidos por organização internacional competente. Tal remoção deve considerar também a pesca, a proteção do ambiente marinho, direitos e deveres de outros estados. Publicidade apropriada deve ser dada à profundidade, posição e dimensão de todas as instalações ou estruturas não removidas completamente (UN, 1982).

O artigo 208 refere-se à poluição no solo marinho, ao indicar o dever dos estados em “[...] adotar leis e regulamentações de forma a prevenir, reduzir e controlar a poluição do ambiente marinho” [em sua zona de responsabilidade, e que essas medidas] “[...] não devem ser menos efetivas que as regras, padrões, práticas e procedimentos internacionais” (UN, 1982).

Em especial sobre o alijamento (*dumping*) a convenção indica no artigo 210 que “[...] os estados devem adotar leis e regulamentações de forma a prevenir, reduzir e controlar a poluição no ambiente marinho causada pelo alijamento” (UN, 1982). Estados devem também, “[...] por meio de organizações internacionais competentes ou conferências diplomáticas, estabelecer regras, padrões, práticas e procedimentos internacionais e regionais”. Cabe aos estados costeiros a permissão, regulação e controle do alijamento realizado em sua EEZ, por meio de leis e regulamentações que não devem ser menos eficazes que os padrões e normas globais.

Pelo descrito nos últimos parágrafos, é possível notar abordagem em tom menos restritivo da UNCLOS-82 em relação à UNCLOS-58. A obrigatoriedade da remoção total de estruturas dá lugar à necessidade de atendimento compatível com padrões internacionais, bem como o alijamento e a prevenção, redução e controle da poluição. Tal abordagem pode ter sido incentivada pelos seguintes aspectos particulares: as instalações de produção marítimas tornavam-se maiores e mais complexas para serem totalmente removidas, o custo para a remoção passava a ser mais significativo. Além disso, novas reservas de óleo e gás em águas mais profundas do MN faziam com que o Reino Unido buscasse a tratamento diferenciado entre as estruturas de águas rasas e profundas.

2.1.3 International Maritime Organization (IMO)

A *International Maritime Organization* (IMO) é uma agência especializada da UN responsável pela segurança na navegação e prevenção de poluição do mar por navios. Para isso, desenvolve padrões e coordena trabalhos intergovernamentais que levam à definição de convenções, ao estabelecer regulação institucional aos mares e oceanos. Os estados-membros são responsáveis pela implementação e aplicação dessas normativas em nível nacional, uma vez que aceitaram os termos de cada convenção em particular (IMO, 2017a).

A criação de padrões, códigos e diretrizes e a coordenação de convenções viabilizam-se por meio de Comitês e Subcomitês que compõem a organização. Tais recomendações não têm caráter vinculante, no entanto muitas vezes são incorporadas à criação de leis nacionais por estados ou na elaboração de convenções internacionais.

As convenções possuem caráter vinculante aos países signatários. O trabalho inicia na elaboração de uma proposta por um Comitê ou Subcomitê, que, após, será submetida a uma conferência na qual participam os estados-membros da UN. Nessa conferência, portanto, uma versão final do documento é distribuída aos Estados para devida ratificação. Quando os requisitos definidos para a aprovação do documento são atingidos, as definições entram em aplicação para os países signatários.

Para a finalidade desta pesquisa, os seguintes documentos da IMO merecem atenção: a Resolução IMO A.672(16) (IMO, 1989), adotada em 1989 e a Convenção (1972) (IMO, 1972) e seu Protocolo (1996) de Londres (IMO, 1996), que são analisados a seguir.

2.1.3.1 Remoção de Instalações *Offshore*

A Resolução IMO A.672(16) de 1989 apresenta “Diretrizes e Padrões para Remoção de Instalações e Estruturas *Offshore* na Plataforma Continental e Zona Econômica Exclusiva”. Essa resolução representa os “padrões internacionais geralmente aceitos” indicados na UNCLOS-82. Dessa forma, pretendeu-se preencher a lacuna técnica então existente, ao apontar práticas recomendadas para a remoção de instalações e estruturas *offshore*.

Essa Resolução dispõe a remoção de instalações, exceto quando a não remoção ou remoção parcial estiverem de acordo com as normativas e padrões estabelecidos. A decisão deve ser caso a caso, consideras as seguintes condições:

- a) Efeito potencial na segurança da navegação ou demais usos;

- b) Deterioração de material e efeitos futuros;
- c) Potencial efeito no ambiente marinho;
- d) Riscos na mudança de localização;
- e) Custos, viabilidade técnica e riscos de acidentes aos operadores; e
- f) Determinação de novo uso ou justificativa razoável.

As recomendações na Resolução A.672(16) para a remoção incluem:

- Remoção de estruturas instaladas antes de 1998: quando a LDA for inferior a 75 m e a estrutura pesar menos de 4000 t a remoção deve ser completa.
- Remoção de estruturas instaladas após 1998: quando a LDA for inferior a 100 m e a estrutura pesar menos de 4000 t a remoção deve ser completa.
- Exceções apenas aos novos usos para estrutura no local (como o desenvolvimento de vida marinha, recifes artificiais), interferência excessiva no ambiente marinho para a remoção, inviabilidade técnica, riscos e custos excessivos.
- A remoção parcial deve garantir liberdade de navegação para não menos de 55 m acima da estrutura remanescente.

Após 1º de janeiro de 1998, nenhuma instalação ou estrutura deve ser colocada na CS ou EEZ, salvo casos em que o projeto de construção permita a remoção completa após o uso.

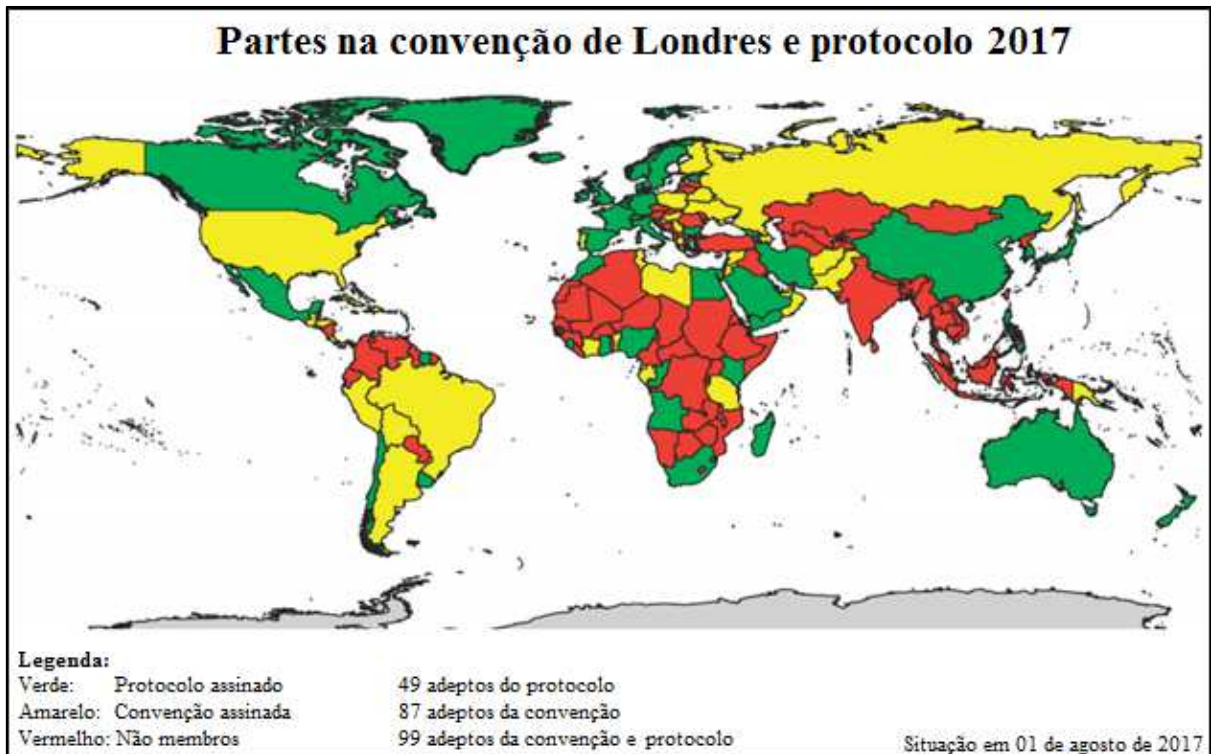
Será atribuição do estado costeiro a autorização para o abandono (total ou parcial) de estruturas no solo marinho. Para isso, no entanto, é necessária a identificação das condições de abandono, a definição de um plano específico de monitoramento e publicidade da posição, dimensões, profundidade.

Com base na análise realizada percebe-se, embora defina alguns padrões mínimos sobre a remoção de instalações, a resolução não entra em detalhes acerca dos critérios de decisão para adoção de exceções. É importante apontar não haver - na resolução - característica vinculante. Deve-se, no entanto, notar menção à resolução, ainda que implícita, na UNCLOS-82, por sua vez, vinculante.

2.1.3.2 Convenção de Londres 1972 & Protocolo 1996

A Convenção de Londres sobre Prevenção da Poluição Marinha por Alijamento de Resíduos e outras Matérias, de 1972, é um acordo vinculante que define normas sobre o

alijamento (*dumping*) no ambiente marinho. Ela foi atualizada e complementada pelo Protocolo de 1996, que entrou em vigor no ano de 2006. O Brasil é signatário apenas da Convenção, porém não chancelou o Protocolo de 1996. O mapa 3, a seguir, mostra a situação dos países-membros da Convenção e do Protocolo, em agosto de 2017.



Mapa 3: Partes na LC e LP - 2017
Fonte: IMO, 2017b (tradução do autor)

Em ambos os documentos o alijamento (*dumping*) é definido como:

A disposição deliberada no mar de resíduos ou outra matéria oriunda de embarcações, aeronaves, plataformas ou demais estruturas feitas pelo homem;
A disposição deliberada no mar de embarcações, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem (IMO1972; 1996).

Não se considera alijamento a disposição de resíduos ou outra matéria derivada de operações normais de embarcações, aeronaves, plataformas ou outras estruturas no mar e seus equipamentos (este assunto cabe à MARPOL³⁶); bem como a disposição de matérias para outros propósitos que não apenas o alijamento.

³⁶ A Convenção Internacional para a prevenção da poluição de navios (*Marine Oil Pollution Convention - MARPOL*) é a principal convenção internacional abrangendo a prevenção da poluição do meio marinho pelos navios de causas acidentais ou operacionais. Adoção: 1973 (Convenção), 1978 (protocolo de 1978), 1997 (protocolo - anexo VI); entrada em vigor: 2 de outubro de 1983 - anexos I e II (IMO, 2017a).

A Convenção de Londres e o respectivo Protocolo indicam que cabe aos países-membros a nomeação de autoridade responsável pela emissão de autorização para alijamento de matéria no mar, o arquivamento de informações sobre os alijamentos realizados e o monitoramento das condições do mar em relação aos alijamentos realizados. É mencionado que os países-membros localizados em uma mesma região geográfica e de características similares devem empreender esforços regionais para a aplicação das diretrizes a tal região. Essa cooperação deve considerar o monitoramento e as pesquisas científicas.

O Protocolo de 1996 acrescenta à definição de alijamento os seguintes itens (IMO, 1996):

- 1) Armazenamento de resíduos ou outra matéria no leito marinho e subsolo oriundos de embarcações, aeronaves, plataformas e outras estruturas feitas pelo homem; e
- 2) Abandono total ou parcial (*toppling*) de plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar, com o propósito único de eliminação.

O documento exclui da definição de alijamento o posicionamento de matérias (tais como equipamentos e dispositivos de pesquisa) posicionados no leito marinho com objetivos que não o da eliminação, e apresenta os conceitos do “princípio da precaução” para a proteção ambiental do alijamento de resíduos e outras matérias no mar e do “poluidor pagador”, ao estabelecer a quem a provoca o dever de pagar os custos da poluição.

A diferença mais significativa entre a Convenção de 1972 e o Protocolo de 1996 é que a primeira adota 3 listas: 1) resíduos e outras matérias cujo alijamento no mar é proibido; 2) substâncias que necessitam de permissão especial; e 3) substâncias que necessitam apenas de uma permissão geral prévia. O Protocolo, por sua vez, adota o princípio de que todo o alijamento é proibido, exceto para os resíduos e outras matérias apresentados em seu Anexo 1.

A lista de materiais da Convenção de Londres (1972), em seu Anexo I.11.d, cujo alijamento é proibido, exclui explicitamente embarcações e plataformas ou demais estruturas feitas pelo homem, mas impõe a obrigação de retirar todo o material que possa flutuar e contribuir para a poluição marinha.

É importante mencionar que constam no Anexo 1 do Protocolo de Londres “embarcações e plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar” (IMO, 1972). Para que seja factível ao alijamento, todo o material flutuante bem como substâncias poluentes

aderidas devem ser removidas. Na realização do alijamento, o material não poderá constituir obstáculo à pesca ou à navegação.

No âmbito da Convenção e do Protocolo de Londres, os países-membros apresentam anualmente um relatório sobre as atividades de alijamento realizadas, bem como as condições, quantidade, tipo, localização e outras informações relevantes. A IMO mantém um relatório público desses alijamentos.³⁷

2.1.4 Programa de Mares Regionais

A criação de iniciativas para tratamento de ambientes marinhos de características similares dentro de uma mesma região geográfica é indicada pela Convenção de Londres (1972) em seu artigo VIII. Ao longo do tempo algumas iniciativas de fato foram criadas, tendo ou não relação com a Convenção de Londres.

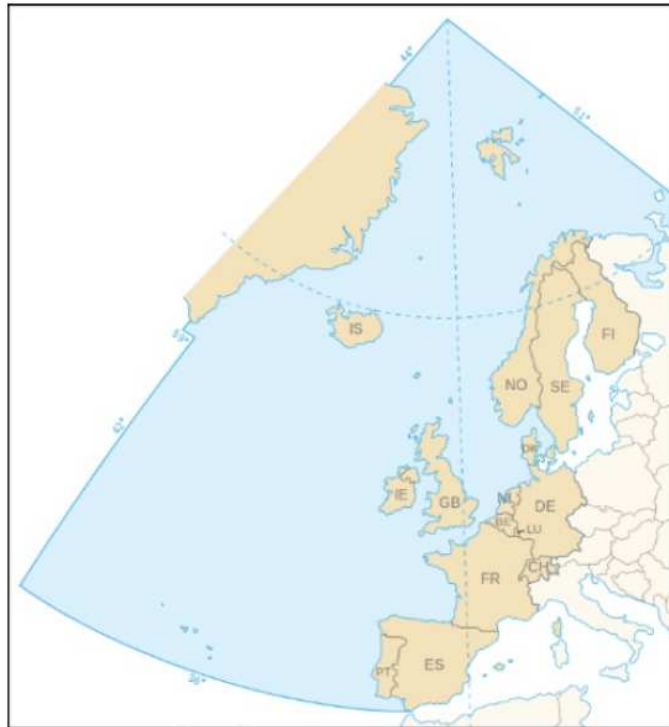
O Programa de Mares Regionais (*Regional Sea Program - RSP*) é uma iniciativa do Programa Ambiental das Nações Unidas (*United Nations Environment Programme – UNEP*) que busca assistir programas regionais com foco na proteção do ambiente marinho a cumprirem obrigações em relação aos assuntos prioritários identificados na UNEP (UNEP, 2017).

O RSP abrange 18 regiões do mundo, constituindo iniciativa global para a proteção dos ambientes marinho e costeiros nas seguintes regiões: Antártico, Ártico, Báltico, Mar Negro, Mar Cáspio, África Oriental, Mares do Leste Asiático, Mediterrâneo, Atlântico Nordeste, Pacífico Nordeste, Pacífico Noroeste, Pacífico, Mar Vermelho, Golfo do Aden, Mares do Sul Asiático, Pacífico Sudeste, África Oriental e Grande Mar do Caribe (UNEP, 2017).

Muitos programas são coordenados pela própria UNEP. Alguns são programas independentes, mas que contam com a colaboração da Organização (*Non-UNEP Administred Regional Seas Programmes*).

Dentre as iniciativas regionais, pode-se destacar a da região do Atlântico Nordeste, abrangida na Oslo Paris Convention 1992 (OSPAR, 1992). Essa região inclui: Águas Árticas, Grande Mar do Norte, Mares Célticos, Golfo da Biscaia, Costa Ibérica e Atlântico. O mapa 4 apresenta a área de abrangência da convenção OSPAR-92.

³⁷ IMO, 2017c.



Mapa 4: Nordeste do Atlântico e países signatários da OSPAR-92
 Fonte: ARUP, 2017, p. 21

A área abrangida pela Convenção OSPAR-92 reporta instalações *offshore* de produção de petróleo e gás natural nos seguintes quantitativos: 1 sendo desmontada, 143 fora de operação, 167 sendo de-comissionadas e 1429 em operação (OSPAR, 2015).

2.1.5 Cronologia

Os primeiros conjuntos de diretrizes internacionais, como as da Conferência de UNCLOS-58 e UNCLOS-82, apresentavam destaque maior na definição de conceitos (definição de alijamento, de plataforma continental, etc.). Foi instituída, por isso, a base para diretrizes subsequentes. A criação de requisitos técnicos, depois disso, como a Resolução IMO A.672(16) de 1989, detalhou os resultados a serem alcançados quando o alijamento fosse de

fato a solução adotada. Deve-se ressaltar, ainda, a complementariedade entre a Resolução IMO e as disposições da Convenção e Protocolo de Londres. Enquanto a primeira definiu os requisitos, as duas últimas definem quais materiais seriam elegíveis ao alijamento (PRADO, 2015). Ver na tabela 6 a cronologia da normatização do abandono no contexto internacional.

Tabela 6: Contexto institucional internacional

ANOS	
1950	1951
1952	1953
1954	1955
1956	1957
1958	1959
1960	1961
1962	1963
1964	1965
1966	1967
1968	1969
1970	1971
1972	1973
1974	1975
1976	1977
1978	1979
1980	1981
1982	1983
1984	1985
1986	1987
1988	1989
1990	1991
1992	1993
1994	1995
1996	1997
1998	1999
2000	2001
2002	2003
2004	2005
2006	2007
2008	2009
2010	2011
2012	2013
2014	2015
2016	2017

CONTEXTO INSTITUCIONAL - ABANDONO DE CAMPO SUBAMRINO	
INTERNACIONAL	
	■
UNCLOS	
	■
LC	
	■
UNCLOS	
	■
IMO A.672(16)	
	■
OSPAR	
	■
LP	

Fonte: Elaboração própria

2.2 BRASIL

Nesta seção, expõe-se a regulamentação referente ao período de abandono de campo de petróleo submarino. Localmente, o início do processo de abandono ocorre com a apresentação de planos de desmobilização às autoridades responsáveis pela regulação e fiscalização de atividade de extração de hidrocarbonetos no mar: a ANP e o IBAMA. O plano é também apresentado a outras entidades reguladoras, de acordo com a necessidade.

A repetição e a experiência em uma atividade específica normalmente conduzem ao refinamento dos processos que regem essa atividade. Ao aplicar esse princípio lógico à atividade de abandono de campo de petróleo submarino, em razão da falta de experiência brasileira, pode-admitir a existência de espaço para melhoria dos instrumentos normativos locais sobre o assunto. Parece avançar, neste sentido, o refinamento da normatização local. A última Resolução ANP sobre o assunto é recente: Resolução ANP nº 25, de 24 de abril de 2014.

2.2.1 Regimes de Concessão

Para contextualizar o início do processo de obtenção do acesso, portanto, será necessário discorrer sucintamente sobre os regimes de concessão de acesso vigentes no Brasil, nos quais há a determinação de que a União é proprietária do petróleo, mas a extração pode ser feita por empresas ou consórcios, chamados cessionários ou operadores (quando concedido os direitos de exploração de uma determinada região) mediante diversas formas de pagamento, como os royalties, que dependem do sistema vigente.

O sistema de concessão regeu exclusivamente as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural desde o início da concessão de outorgas. Em 2010, foram promulgadas as Leis 12.276 e 12.351, que instituíram, respectivamente, os sistemas de cessão onerosa e partilha de produção. A partir de então os três sistemas passaram a conviver no país: concessão, partilha de produção e cessão onerosa. Destaca-se, a seguir, as principais características de cada modelo.

O sistema de concessão é normalmente adotado em caso de risco exploratório médio ou alto. Nele o concessionário assume todos os riscos e investimentos de exploração e produção. O processo licitatório, o bônus de assinatura³⁸, o percentual de conteúdo local e o programa exploratório mínimo – uma proposta de trabalho de exploração que as empresas apresentam à ANP – definem o vencedor. Em caso de descoberta comercial, o concessionário deve pagar à União, em dinheiro, tributos incidentes sobre a renda, além das participações governamentais aplicáveis (royalties, participações especiais e pagamento pela ocupação ou retenção de área). Depois de efetuados os pagamentos à União, o petróleo e o gás natural extraídos de um bloco são propriedade exclusiva do concessionário. No Brasil, esse sistema é aplicado a todas as bacias sedimentares, com exceção das áreas do Pré-Sal e de áreas estratégicas. Áreas do Pré-Sal licitadas antes da vigência do regime de partilha também são reguladas pelo modelo de concessão. Entre as áreas reguladas pelo modelo de concessão estão, por exemplo, Marlim, Roncador, Lula e Jubarte (PETRORAS, 2017e).

O sistema de partilha de produção é normalmente adotado em caso de risco exploratório baixo. Nele o contratado³⁹ exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração e produção.

³⁸ Por bônus de assinatura pode-se entender um pagamento feito pela empresa na assinatura do contrato de exploração. Esse valor é definido durante o leilão em que se escolhe a concessionária. Em geral, vence o leilão a empresa que oferecer o maior valor e a que apresentar um plano de exploração mais satisfatório. O valor do bônus de assinatura é anual. Os royalties, por sua vez, correspondem a um percentual sobre o valor de produção do campo petrolífero, como se fosse um imposto sobre faturamento (GOMBATA, 2015).

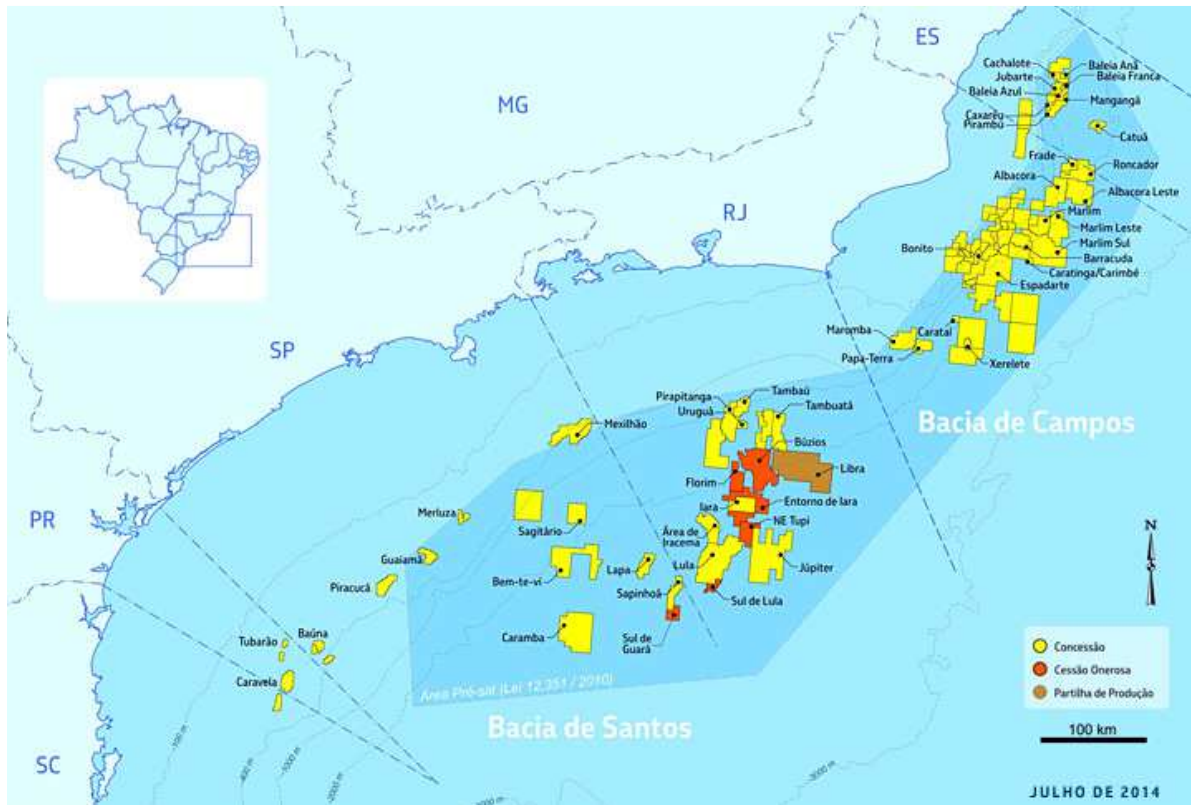
³⁹ Ver definição no item 2.2.6.3 - ANP 25/14 (Art. 2º, parágrafo V), p. 107 desta dissertação.

A companhia ou o consórcio que executa as atividades assume o risco exploratório. No processo licitatório, o critério de julgamento é o percentual de excedente em óleo (o chamado óleo-lucro), ou seja, quem oferecer à União a maior participação no volume de óleo produzido é o vencedor. No Brasil, o bônus de assinatura também é fixado no edital. Se uma eventual descoberta na região sob o sistema de partilha não for economicamente viável, a companhia ou o consórcio não recebe qualquer tipo de indenização da União. Se houver alguma descoberta comercial, a companhia ou o consórcio recebe, como ressarcimento, volumes da produção correspondentes a suas despesas na exploração (o chamado óleo-custo). Além do óleo-custo, recebe também os volumes de produção correspondentes aos royalties devidos e o óleo-lucro. O valor dos royalties é repassado à União, que o distribui aos estados e municípios. No Brasil, é adotado para as atividades de exploração e produção em áreas do Pré-Sal que não se encontravam sob o modelo de concessão antes da Lei 12.351/10 e em áreas estratégicas. Nesses casos, a Petrobras, como determina a Lei 12.351/10, atua sempre como operadora, com uma participação mínima de 30%. O bloco de Libra, no Pré-Sal da Bacia de Santos (BS), foi a primeira região a ser licitada sob o regime de partilha de produção. A Petrobras tem 40% de participação nesse bloco. (PETROBRAS, 2017e).

No regime de cessão onerosa a União cedeu à Petrobras o direito de exercer, por meio de contratação direta, atividades de exploração e produção em áreas do Pré-Sal que não estão sob o modelo de concessão, limitadas ao volume máximo de 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural. Nessas áreas, a Petrobras arca com todos os custos e assume os riscos de produção. Os critérios para definir o valor dos direitos de produção da cessão onerosa foram estabelecidos por meio de negociações entre a União e a Petrobras, com base em laudos técnicos emitidos por entidades certificadoras independentes. Blocos originalmente concedidos para cessão onerosa: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba. Duração do contrato: 40 anos, prorrogáveis por mais cinco anos (PETROBRAS, 2017e).

No dia 24 de junho de 2014, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a contratação direta da Petrobras para produção do volume excedente ao contratado sob o regime de cessão onerosa em quatro áreas do Pré-Sal: Búzios (Franco), Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi. Nessas áreas, a Petrobras atua com exclusividade. A produção será feita em regime de partilha, em contratos com vigência de 35 anos (PETROBRAS, 2014).

O mapa 5 exhibe o *status* dos campos com respectivos regimes de concessão em 2014.



Mapa 5: Regimes de concessão BC e BS
 Fonte: PETROBRAS, 2017e

2.2.2 Política Nacional do Meio Ambiente

Base do arcabouço normativo brasileiro em questões ambientais, a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 estabelece a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins, mecanismos de formulação e aplicação, constitui o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) e institui o Cadastro de Defesa Ambiental (BRASIL, 1981). A lei indica os órgãos e entidades da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios, bem como as fundações instituídas pelo Poder Público como responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade ambiental e constituintes do SISNAMA. Nesse contexto, fica o Conselho de Governo definido como órgão superior, com função de assessorar o Presidente da República na formulação da política nacional e nas diretrizes governamentais para o meio ambiente e os recursos ambientais. Cabe ao CONAMA, a atuação consultiva e deliberativa, assessorando, estudando e propondo ao Conselho de Governo, diretrizes de políticas governamentais para o meio ambiente e os recursos naturais e deliberar, no âmbito de sua competência, sobre normas e padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de

vida. O CONAMA “é o órgão consultivo e deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, foi instituído pela Lei 6.938/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto 99.274/90” (BRASIL, 1981).

Em 22 de fevereiro de 1989 foi promulgada a Lei nº 7.735, que cria o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), integrando a gestão ambiental no país. Até então, havia várias instituições no governo federal com diferentes visões, muitas vezes contraditórias, para tratar sobre o tema. A responsável pelo trabalho político e de gestão era a Secretaria Especial do Meio Ambiente (SEMA), vinculada ao Ministério do Interior. A Sema teve papel de articulação muito importante na elaboração da Lei 6938/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), em vigor até hoje. A lei estabelece o Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA) e o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), único com poder de legislar (IBAMA, 2017a).

2.2.3 Política Energética Nacional

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabeleceu a Política Energética Nacional, que é o referencial normativo nacional em política energética. Essa lei objetiva preservar o interesse energético nacional, promover desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho, valorizar recursos energéticos, proteger os interesses do consumidor, proteger o meio ambiente, garantir o fornecimento dos derivados de petróleo em território nacional, promover a livre concorrência além de outros objetivos (BRASIL, 1997).

Nessa lei foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a ANP. Fica estabelecido o fim do monopólio de extração e refino do petróleo e gás natural pela Petrobras. Em seu Art. 8º (Incumbências da ANP), inciso IV (elaborar editais e promover as licitações para a concessão de Exploração, Desenvolvimento e Produção), fica perceptível a primeira fase do ciclo de vida de um campo de petróleo: a obtenção do Acesso por parte da empresa interessada em explorar seus recursos naturais. Mais adiante, no Art. 24º, a Lei prevê que existem duas fases nos contratos de concessão: Exploração e Produção e mais depois, no parágrafo 1º, fica estabelecido que a fase de Exploração inclui as atividades de Avaliação e, no parágrafo 2º, fica estabelecido que a fase de Produção inclui as atividades de Desenvolvimento. Infere-se, claramente, a sustentação legal para as cinco primeiras fases do ciclo de vida de um campo de petróleo: Acesso, Exploração, Avaliação, Desenvolvimento e Produção. Convém lembrar já existir, àquela época, internacionalmente, a regulamentação disponível sobre a última fase do ciclo de vida de um campo de petróleo: o Abandono, que não fora contemplado na lei brasileira, provavelmente guardando relação causal com o *zeitgeist* da época.

As principais resoluções que normatizam a fase de abandono de campo de petróleo submarino no país, de acordo com Prado (2015) são:

- a) Resolução CONAMA 23/94;
- b) Resolução CONAMA 237/97;
- c) Resolução CONAMA 350/04;
- d) Portaria ANP 25/02;
- e) Resolução ANP 27/06; e
- f) Resolução ANP 25/14.

2.2.4 Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA)

É competência do CONAMA, entre outras:

Estabelecer, mediante proposta do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis-IBAMA, dos demais órgãos integrantes do SISNAMA e de Conselheiros do CONAMA, normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pela União, pelos Estados, pelo Distrito Federal e Municípios e supervisionado pelo referido Instituto; Determinar, quando julgar necessário, a realização de estudos das alternativas e das possíveis consequências ambientais de projetos públicos ou privados, requisitando aos órgãos federais, estaduais e municipais, bem como às entidades privadas, informações, notadamente as indispensáveis à apreciação de Estudos Prévios de Impacto Ambiental e respectivos Relatórios, no caso de obras ou atividades de significativa degradação ambiental, em especial nas áreas consideradas patrimônio nacional; Determinar, mediante representação do IBAMA, a perda ou restrição de benefícios fiscais concedidos pelo Poder Público, em caráter geral ou condicional, e a perda ou suspensão de participação em linhas de financiamento em estabelecimentos oficiais de crédito (BRASIL, 1990, Seção II, Art. 7º).

O órgão executor é o IBAMA, incumbido de executar a política e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente, de acordo com as respectivas competências.

É necessária a menção especial à Portaria nº 422, do Ministério do Meio Ambiente (MMA), de 26 de outubro de 2011, que dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (BRASIL, 2011). Nessa portaria estão detalhados os procedimentos para licenciamento das principais etapas da atividade de exploração de petróleo, incluída a pesquisa sísmica, perfuração de poços, produção e escoamento de óleo e gás e Testes de Longa Duração. A portaria não inclui, entretanto, diretrizes específicas sobre a fase de abandono.

Cabe ao CONAMA, como órgão consultivo e deliberativo do SISNAMA, o estabelecimento de normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, bem como a definição de normas, critérios e padrões relativos ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente, com vistas ao uso racional dos recursos ambientais. As resoluções inerentes a esta pesquisa são as seguintes.

2.2.4.1 Resolução CONAMA 23/94

A Resolução nº 23, de 7 de dezembro de 1994, apresenta critérios específicos do licenciamento ambiental para exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural. No Art. 5º as licenças exigidas para a atividade de exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural são:

- I - LICENÇA PRÉVIA PARA PERFURAÇÃO - LPper, autorizando a atividade de perfuração e apresentando o empreendedor para a concessão desse ato, Relatório de Controle Ambiental - RCA, das atividades e a delimitação da área de atuação pretendida;
- II - LICENÇA PRÉVIA DE PRODUÇÃO PARA PESQUISA - LPpro, autorizando a produção para pesquisa da viabilidade econômica da jazida, apresentando o empreendedor para a concessão desse ato, o Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA;
- III - LICENÇA DE INSTALAÇÃO - LI, autorizando, após a aprovação do EIA ou RAA e contemplando outros estudos ambientais existentes na área de interesse, a instalação das unidades e sistemas necessários à produção e ao escoamento;
- IV - LICENÇA DE OPERAÇÃO - LO, autorizando, após a aprovação do Projeto de Controle Ambiental - PCA, o início da operação do empreendimento ou das unidades, instalações e sistemas integrantes da atividade, na área de interesse (CONAMA, 1994).

A Resolução apresenta no Art. 6º cada um dos elementos supracitados:

- I – ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL - EIAM e seu RIMA, de acordo com as diretrizes gerais fixadas pela Resolução CONAMA nº 1, de 23 de janeiro de 1986;
- II - RELATÓRIO DE CONTROLE AMBIENTAL - RCA, elaborado pelo empreendedor, contendo a descrição da atividade de perfuração, riscos ambientais, identificação dos impactos e medidas mitigadoras;
- III - ESTUDO DE VIABILIDADE AMBIENTAL - EVA, elaborado pelo empreendedor, contendo plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, com avaliação ambiental e indicação das medidas de controle a serem adotadas;
- IV - RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL - RAA, elaborado pelo empreendedor, contendo diagnóstico ambiental da região onde já se encontra implantada a atividade, descrição dos novos empreendimentos ou ampliações, identificação e avaliação do impacto ambiental e medidas mitigadoras a serem adotadas, considerando a introdução de outros empreendimentos;
- V - PROJETO DE CONTROLE AMBIENTAL - PCA, elaborado pelo empreendedor, contendo os projetos executivos de minimização dos impactos ambientais avaliados nas fases da LPper, LPpro e LI, com seus respectivos documentos (CONAMA, 1994).

É importante ressaltar não haver licença específica relativa ao abandono de campo de petróleo submarino. A consideração da fase final da vida do empreendimento e impactos respectivos devem ser tratados no Estudo de Impacto Ambiental (EIAM), necessário ao licenciamento.

2.2.4.2 Resolução CONAMA 237/97

A Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997, dispõe sobre a Licença Ambiental e o processo de Licenciamento Ambiental como o mecanismo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades potencialmente poluidoras. Como atividade efetiva ou potencialmente poluidora, a exploração de petróleo e gás em campos de petróleo no mar requer a realização prévia de EIA e respectivo relatório de impacto sobre o meio ambiente.

Em seu Art. 4º, essa resolução define IBAMA como órgão executor do SISNAMA, como o órgão responsável para o licenciamento ambiental de empreendimentos e atividades com significativo impacto ambiental de âmbito nacional ou regional localizadas ou desenvolvidas conjuntamente no Brasil e em país limítrofe; no Mar Territorial; na plataforma continental; na zona econômica exclusiva; em terras indígenas ou em unidades de conservação de domínio da União (CONAMA, 1997). As questões ambientais relacionadas à desmobilização de estruturas *offshore* são fiscalizadas pelo IBAMA, que se torna o órgão executor no setor de meio ambiente no Brasil.

2.2.4.3 Resolução CONAMA 350/04

A Resolução nº 350, de 6 de julho de 2004, apresenta diretrizes sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição (CONAMA, 2004).

2.2.5 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O CNPE, instituído pela Lei nº 9.478, de 1997, no art. 2º, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. A ele, portanto, competem atribuições específicas, mas não limitadas a essas, como:

- I - Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País;
- IV - Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas;
- VIII - Definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção;
- IX - Definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis (BRASIL, 1997).

A mesma lei que institui o CNPE, também extingue o monopólio da Petrobras na extração e refino de petróleo no Brasil, por meio dos Art. 4º e Art. 5º, assim definidos:

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

- I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
- II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;
- III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;
- IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. (BRASIL, 1997).

2.2.6 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

A ANP, instituída pela Lei nº 9.478, de 1997, em seu art. 7º, é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Suas atribuições estão definidas no Art. 8º da mesma lei, conforme podemos ver algumas abaixo:

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

- I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional (...);

- II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção (...);
- III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera (...);
- IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;
- VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente (...) as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;
- IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural (...);
- XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;
- XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção (...) (BRASIL, 1997).

No Art. 8º, item II, merece destaque o alcance dos estudos determinados em lei que vai até a fase de produção, não abrangendo o período de abandono.

Dado o acima exposto, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis e tem, como uma de suas finalidades, o estabelecimento de regras, por meio de portarias, instruções normativas e resoluções para o funcionamento das indústrias e do comércio de óleo, gás e biocombustíveis. Cabe à instituição também a fiscalização, garantindo o cumprimento das normas diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

2.2.6.1 Portaria ANP 25/02

Apresenta procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás, conforme abaixo:

[...] assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e também dos aquíferos existentes, prevenindo:
a migração dos fluidos entre as formações, quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento; e a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar (ANP, 2002).

A Resolução institui procedimentos para o abandono de poços, em terra e no mar, em caráter temporário (quando há interesse em retornar ao poço no futuro) e permanente. Ela se aplica à fase de exploração, quando o abandono deverá ser notificado à agência, e ao período de produção, para o qual é necessária a autorização escrita para então proceder o abandono.

Para efeito do cumprimento da ANP 25/02, o isolamento deverá ser realizado por meio de barreiras físicas, conforme explicado na seção 3.2, Aspectos Operacionais do abandono (p. 140), desta dissertação.

2.2.6.2 Resolução ANP 27/06

A Resolução ANP nº 27, de 18 de outubro de 2006, trata da Desativação de Instalações – Devolução de Áreas de Concessão em Fase de Produção. Já a ANP 25/14 dedica-se ao Regulamento Técnico para Devolução de Áreas na Fase de Exploração⁴⁰. Ambas apresentam regulamentos técnicos com procedimentos e instrumentos a serem adotados no momento da desativação. Os dois regulamentos fazem uso de instrumento de planejamento aprovado e de apresentação das atividades executadas, conforme quadro 1, a seguir.

Instrumentos / Resoluções	ANP 27 / 2006	ANP 25 / 2014
Planejamento	PROGRAMA DE DESATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES	PLANO DE DEVOLUÇÃO DE ÁREAS
Apresentação do executado	RELATÓRIO FINAL DE DESATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES	RELATÓRIO FINAL DE DEVOLUÇÃO

Quadro 1: Resoluções ANP
Fonte: Prado, 2015, p. 57

⁴⁰ Na ANP 25/14, Art. 1º: “Fica aprovado o regulamento técnico para devolução de áreas na fase de exploração ...” existe o uso do termo “exploração”. Já em seu Art. 4º: “A desativação de instalações ligadas à exploração de petróleo e gás natural ...” vemos novamente o termo “exploração” empregado em alusão à desativação de instalações. Nas definições contidas nesta dissertação, portanto, entende-se a instalação do sistema de produção no período de desenvolvimento, após a análise e após a fase de exploração. O termo usado para extração de recursos minerais com fins comerciais é exploração, conforme explicado na subseção 1.3.2, do Cap. 1, p. 49 (nota do autor).

Exceto pela diferença de profundidade de 100 para 80 metros, a Resolução ANP 27/06 aproxima-se do indicado na Resolução IMO A.672(16) de 1989, com característica um pouco menos restritiva. Discorre-se, a seguir, sobre a ANP 27/06.

Algumas definições estabelecidas na Resolução merecem destaque para esta pesquisa:

- [...] a) Sistema de Produção – É o conjunto de instalações destinadas a promover a coleta, a separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluidos produzidos e movimentados em um campo de petróleo ou gás natural;
- b) Sistema de Produção Marítimo – Sistema de produção instalado no mar;
- c) Instalação de Produção – É todo e qualquer equipamento ou tubulação, ou conjunto desses que integre um sistema de produção;
- d) Recuperação ambiental – É o processo de recomposição de áreas degradadas, realizado de acordo com as condições fixadas pela legislação em vigor;
- e) Desativação de Instalações de Produção – É a retirada definitiva de operação e a remoção de Instalações de Produção, dando-lhes destinação final adequada, e a Recuperação Ambiental das áreas em que essas instalações se situam;
- f) Abandono de Campo – É o processo que compreende abandono de poços, Desativação e alienação ou reversão de todas as Instalações de Produção. (ANP, 2006).

A ANP 27/06 dispõe que quando a remoção total não foi possível, a instalação deverá ser cortada de forma a deixar uma LDA livre de, ao menos, 55 metros. A ANP 27/06 contempla também o uso de instalações de produção para a criação de recifes artificiais, sendo necessária a aprovação de Autoridade Marítima (MB) e Ambiental (IBAMA).

A resolução aprova em seu Artigo 1º o Regulamento Técnico (RT) que define os procedimentos a serem adotados para desativação de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão. Fica definido também, por meio do Artigo 2º, que ao término da fase de produção o concessionário fica obrigado a entregar à ANP o Programa de Desativação de Instalações (PDI). Uma vez executado o PDI, o concessionário deverá entregar à ANP o Relatório Final de Desativação das Instalações (RFDI), conforme definido no Artigo 3º. Por fim, no Artigo 4º fica estabelecido que se os procedimentos adotados pelo concessionário nos processos e Relatório Final de Desativação das Instalações não forem executados ou estiverem em desacordo com o RT, restando comprovada a necessidade de intervenções adicionais na área e concessão, a ANP poderá executar a garantia financeira prevista no contrato de concessão assinado entre as partes.

Algumas disposições importantes do item 4 - Desativação de Instalações de Produção - da resolução: a desativação pode abranger todo ou parte do campo, em caso de retirada temporária de operação a instalação deve ser mantida livre de riscos e em condições de segurança pelo cessionário, a retirada definitiva de operação deve ser comunicada à ANP por

meio de atualização do Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT) da concessão, após análise do PAT a ANP poderá solicitar o PDI, que se aprovado pela ANP, poderá ser executado pelo concessionário e a retirada definitiva de instalações deve ser executada no menor prazo possível (ANP, 2006, p. 2).

No Brasil, a responsabilidade pela execução e custos do Decom é do cessionário, conforme item 4.6 da ANP 27/06 que dispõe que “a desativação de uma instalação de produção, [...], se fará por conta exclusiva do concessionário, incluindo a remoção de bens [...] incluindo a recuperação ambiental da área ocupada” (ANP, 2006, p. 2).

Sobre o item 6 - Desativação de Instalações Marítimas - a resolução estabelece as seguintes diretrizes: salvo especificação em contrário, as instalações de produção marítimas deverão ser removidas da área de concessão, quando tecnicamente justificada a não remoção deverá ser autorizada pela MB, modificações nas instalações de produção devem ser comunicadas à MB com 180 dias de antecedência, instalações de produção pesando até 4000 toneladas no ar excluídos convés e superestrutura deverão ser completamente retiradas em LDA até 80 metros, estruturas instaladas no fundo devem ser cortadas 20 metros abaixo do solo marinho em locais sujeitos a processos erosivos. Instalações de produção cuja remoção seja tecnicamente desaconselhada devem ser cortadas abaixo de 55 metros de profundidade de LDA, o fundo marinho deve ser limpo de toda e qualquer sucata em profundidades com LDA menores que 80 metros (ANP, 2006, p. 4).

O item 7.2, alínea C, determina o PDI “[...] deverá ser apresentado à ANP no prazo estabelecido pelo contrato de concessão, quando ocorrer o esgotamento da jazida” (ANP, 2006, p. 4). A entrega do PDI, portanto, é a declaração de fim da produção. As atividades do PDI devem constar no PAT.

Sobre o item 7 – Programa de Desativação de Instalações - a resolução estabelece as seguintes diretrizes: o PDI deve ser apresentado por campo, em um prazo de seis meses para desativação de parte do sistema de produção, é considerado aprovado decorridos seis meses de sua entrega em caso de ausência de resposta da ANP, revisões motivadas pelo cessionário ou pena ANP devem ser submetidas à nova aprovação da ANP, deverá estar em plena concordância com as diretrizes do órgão ambiental encarregado da área e em caso de conflito entre o PDI aprovado pela ANP e as diretrizes do órgão ambiental encarregado prevalecem as disposições deste último.

Importante mencionar, segundo a definição de Instalação de Produção de petróleo, a preferência, nesta dissertação, pela inclusão dos equipamentos submarinos, como parte integrante, portanto, de um Sistema de Produção. Note-se não haver, em nenhum momento, a utilização da palavra “desmobilização”. Aqui, a preferência foi pelo vocábulo “desativação”, ainda que sejam considerados sinônimos, pois ambos remetem ao mesmo entendimento de remoção de equipamentos ao fim do ciclo de vida de um campo de petróleo submarino.

2.2.6.3 Resolução ANP 25/14

Algumas definições estabelecidas na Resolução nº 25, de 24 de abril de 2014, merecem destaque para esta pesquisa:

Art. 2º - Para os fins e efeitos desta Resolução e do Regulamento Técnico que ela institui ficam estabelecidas as seguintes definições, além das expressas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nos Contratos:

I - Alienação de Bens: é o ato de transferir a terceiros, por quaisquer meios, um bem de propriedade do Contratado que teve como propósito original a Exploração de Petróleo ou Gás Natural.

II - Área sob Contrato: Bloco objeto de um Contrato de Concessão, do Contrato de Cessão Onerosa ou de um Contrato de Partilha de Produção.

III - Bens Reversíveis: são todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, existentes em qualquer parcela da Área sob Contrato, e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público.

V - Contratado: é o agente econômico que tenha celebrado Contrato de Cessão Onerosa ou o Contrato de Concessão ou o Contrato de Partilha da Produção com a União, conforme o caso.

VI - Contrato: é o Contrato de Cessão Onerosa ou o Contrato de Concessão ou o Contrato de Partilha da Produção, conforme o regime sob o qual foram outorgados os direitos de Exploração e Produção de Petróleo ou Gás Natural.

VII - Desativação de Instalações: é o conjunto de operações para tirar de serviço ou de atividade, reverter, alienar ou remover, por conta e risco do Contratado, quaisquer instalações construídas em uma Área sob Contrato, que tiveram como propósito original servir à Exploração de Petróleo ou Gás Natural, bem como de recuperar, inclusive ambientalmente, as áreas ocupadas por estas instalações.

VIII - Devolução de Área: é o ato de devolver à ANP parte ou a totalidade de uma Área sob Contrato.

IX - Plano de Devolução de Áreas: é o documento apresentado pelo Contratado conforme o art. 8º desta Resolução e elaborado conforme o item 4 do Regulamento Técnico a ela anexo, contendo o planejamento das atividades exigidas para devolução de Áreas sob Contrato.

X - Recuperação Ambiental: é o processo artificial de recomposição de áreas degradadas, de acordo as condições fixadas na legislação em vigor, com eliminação de passivos existentes e restauração das condições ambientais de modo a possibilitar o uso do solo ou permitir a recuperação das funções dos ecossistemas impactados.

XI - Relatório Final de Devolução: é o instrumento de verificação pela ANP da realização das atividades de Desativação de Instalações, da especificação da execução de atividades remanescentes e da quitação de obrigações do Contratado, cujo conteúdo é especificado no item 5 do Regulamento Técnico anexo a esta Resolução.

XII - Reversão de Bens: é o ato de transferir à propriedade da União e à administração da ANP um bem que teve como propósito original a Exploração de Petróleo ou Gás Natural (ANP, 2014).

No Art. 3º a resolução define que a Notificação de Devolução (ND) de áreas de concessão será feita por escrito e deverá conter a relação de bens reversíveis existentes na parcela a ser devolvida e a delimitação do polígono das regiões a serem retidas. Esta ND implica na interrupção de todas as atividades de exploração [e produção] na parcela devolvida. O ato da devolução de áreas efetiva-se na data da aceitação do Plano de Devolução de Áreas (PDA) pela ANP. A devolução de áreas não implicará em nenhuma espécie de ônus para a União, ficando o contratado responsável pelas obrigações legais. Qualquer instalação destinada às atividades de extração de petróleo não será considerada bem reversível.

Em seu Art. 4º, a resolução reforça a definição expressa no item 4.6 da ANP 27/06, no tocante à responsabilidade sobre execução e custos de Decom.

A desativação de instalações e atividades de E&P de O&G em casos de extinção ou não do contrato, far-se-á por conta e risco exclusivos do contratado, incluindo a remoção dos bens que não sejam objeto de reversão ou alienação bem como a recuperação ambiental da área ocupada, de acordo com o regulamento técnico aqui instruído. (ANP, 2014, p. 1).

No Art. 7º, a resolução determina que decorridos não mais do que 60 dias da entrega do ND, por solicitação da ANP, os bens existentes na região sob contrato serão considerados bens reversíveis, podendo passar à posse da União sob administração da ANP, após requisição formal da ANP.

O Art. 8º estabelece a apresentação do PDA em até 60 dias, contados da notificação de devolução da região sob contrato ou a data estabelecida no contrato para o término das atividades de E&P. A ANP pode reprovar o PDA, com fundamentação técnica, bem como fixar prazo para correções.

Nos demais artigos, no entanto, observa-se, por exemplo, não haver vinculação entre a entrega da ND ou do PDA e o reconhecimento de quitação por parte da ANP. O término das atividades previstas no PDA será comprovado por meio de Relatório Final de Devolução (RFD), o qual deve ser entregue na data prevista no PDA. Pendências apontadas pela ANP no RFD implicam na apresentação de novo PDA e, conseqüentemente, novo RFD. A ANP posicionar-se-á sobre um RFD recebido em até 60 dias. O não cumprimento dessa resolução acarretará nas penalidades previstas na Lei nº 9847 de 26 de outubro de 1999.

No item 3 do Regulamento Técnico de Devolução de Áreas na Fase de Exploração da resolução, encontra-se o estabelecimento de requisito legal similar ao item 4 da ANP 27/06:

[...] as áreas onde se localizam as instalações retiradas definitivamente de operação ou foram desenvolvidas atividades exploratórias devem passar por uma recuperação ambiental que incluirá as atividades enumeradas a seguir: Remoção de toda e qualquer sucata, fios, material plástico, lixo [...];
 Remoção e disposição adequada dos bens não utilizáveis [...];
 Reaterro de todas as cavidades e subsuperfícies causadas por detonações ou efeito das operações;
 Revegetação [...] de áreas das instalações desativadas [...]. (ANP, 2014, p. 2).

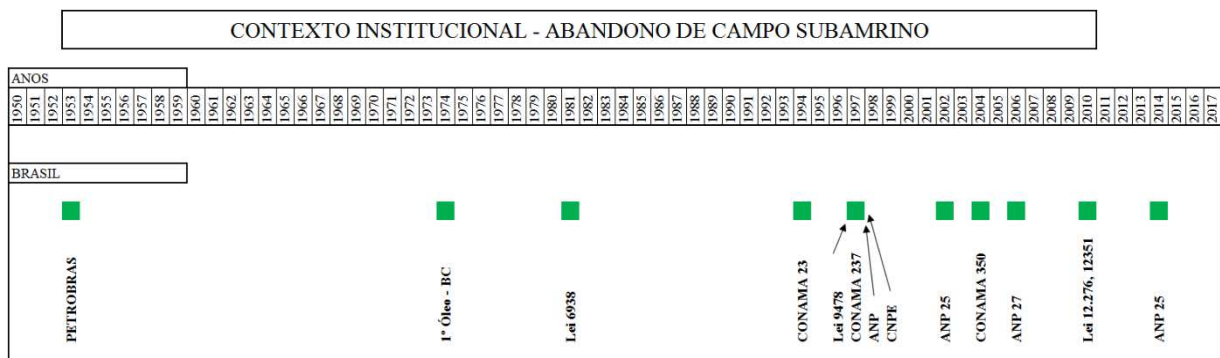
No item 3.4, a resolução prevê sempre a remoção das instalações marítimas da região de contrato, e que essas operações de desativação de instalações marítimas deverão ser planejadas de forma a garantir a segurança operacional e evitar o lançamento de material no mar.

A resolução estabelece, ainda, a possibilidade de permanência de instalações localizadas em LDA maior que 80 metros, cuja retirada seja tecnicamente não indicada por aspectos relacionados à segurança ou impacto ambiental, mas deverão ser cortadas de modo que tenha no mínimo 80 metros de LDA livre acima dela, a fim de restringir o limite estabelecido pela ANP 27/06 no item 6, de 55 metros para corte de instalações localizadas em profundidades maiores que 80 metros.

2.2.7 Cronologia

Pode-se ver em detalhes, na tabela 7, a evolução cronológica do panorama institucional brasileiro, na qual evidencia-se o aumento no interesse de legisladores nas décadas de 1970 e 1980. O arcabouço institucional brasileiro segue o similar internacional nas décadas seguintes.

Tabela 7: Contexto institucional brasileiro



Fonte: Elaboração própria

A análise cronológica resumida aponta o crescimento no interesse de agentes internacionais e nacionais pela fase de abandono, pela inclinação crescente da normatização com o passar dos anos. A fase de abandono de campo de petróleo incorpora-se à agenda nacional e internacional tanto pelo relacionamento com aspectos financeiros, quanto pelos aspectos operacionais, passando pela necessidade do tráfego marítimo internacional e principalmente pela crescente e concomitante participação de ambientalistas.

O quadro 2 sintetiza o panorama institucional ao apresentar as principais diretrizes originadas em cada normatização citada. É importante notar, em conjunto com a linha do tempo exibida acima, a evolução das tratativas internacionais sobre o abandono de campo.

Quadro Normativo	Vinculante	Alijamento/Remoção de instalações	Linhas e dutos	Possibilidade de criação de recifes artificiais	Registros	Abrangência	Brasil é signatário
Conferência de Genebra de 1958	Sim	Remoção completa. Abandono total ou parcial não são permitidos.	Não há indicação específica	Não	-	Global - 57 signatários	Não
1982 UNCLOS	Sim	Remoção/abandono (total ou parcial) de forma a cumprir com padrões internacionais estabelecidos. Estados costeiros podem definir as normas de abandono garantindo que não sejam menos efetivas que os padrões internacionais	Não há indicação específica	Não	-	Global - 157 signatários	Sim
Convenção de Londres (1972)	Sim	Apresenta listas de materiais para alijamento: proibido, permissão especial, permissão geral prévia. Exclui da lista de proibição o alijamento de embarcações e plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem	Não há indicação específica	Sim	Registro dos alijamentos difundido entre Membros	Global - 87 signatários	Sim
Resolução IMO A.672(16) de 1989	Não	Deve considerar riscos, custos e viabilidade técnica para decisão. Antes de 1998: Prof. < 75 m e massa > 4000 ton(1) = Remoção completa Após 1998: prof. < 100m e massa < 4000 ton = Remoção completa Remoção parcial: garantir liberdade de navegação para não menos de 55m acima da estrutura remanescente.	Não há indicação específica	Sim	Indicação apropriada da profundidade, posição e dimensão das estruturas remanescentes	Global	N/A
Protocolo de Londres (1996)	Sim	Adota sistema de lista reversa, indicando apenas os materiais cujo alijamento é permitido. Nesta lista incluem-se embarcações e plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar	Não há indicação específica	Sim	Registro dos alijamentos difundido entre Membros	Global - 45 signatários	Não
Convenção OSPAR (1992)	Sim	Define que o alijamento de instalações no mar deve fazer uso, individual ou conjuntamente, da melhor técnica e melhor prática ambiental disponíveis, devendo sempre ser precedido de autorização	Não há indicação específica	Sim	Registro de alijamentos local, método utilizado, data, entre outros	Regional - 15 signatários	Não
Quadro Normativo Brasileiro	Obrigatório	Deve-se apresentar um Planejamento (Programa de Desativação) e um relatório com a Realização aos órgãos responsáveis (em especial, IBAMA e ANP). Para fase de produção: prof. < 80m e massa < 4000 ton = Remoção completa. Remoção parcial: garantir liberdade de navegação para não menos de 55m acima da estrutura remanescente.	Não há indicação específica	Em definição	Relatório dos procedimentos utilizados e localização	N/A	N/A

Quadro 2: Panorama institucional INT e BR
Fonte: Prado, 2015, p. 62

Considerados os objetivos desta pesquisa, nenhuma das normas e diretrizes apresentadas define tratamento diferenciado para equipamentos submarinos em relação ao restante das instalações de produção *offshore*.

Embora seja possível perceber evolução, o quadro normativo internacional sobre a desmobilização de estruturas *offshore* é composto por normas de diferentes níveis de detalhamento, obrigatoriedade e escopo de aplicação. Existem, ainda, lacunas e falta de clareza para a operacionalização do processo. Torna-se, por isso, ainda mais relevante a definição de um conjunto definido e específico de normas nacionais, capazes de nortear operações desse tipo, além de estabelecer responsabilidades de cada parte (CAMERON, 1999; TESTA, 2013 apud PRADO, 2015, p. 63).

No Brasil, a legislação demonstra avanço a partir do final da década de 1980. Esse progresso coincide com a criação das duas principais instituições relacionadas ao tema da desmobilização: o IBAMA, criado em 1989 e a ANP, em 1997. Esses dois eventos possibilitaram abordagem mais integrada, primeiro em relação ao meio ambiente e, depois, com destaque na indústria do petróleo. A análise da tabela exposta há pouco, possibilita notar que os requisitos impostos no quadro normativo brasileiro são influenciados pelos acordos internacionais dos quais o Brasil é signatário. Essa condição, pois, impõe cumprir internamente os compromissos assumidos globalmente.

Da mesma forma que no arcabouço legal internacional, é possível perceber no quadro normativo a falta de diretrizes mais claras a respeito de aspectos operacionais, assim como o espaço para uma abordagem mais integrada em relação à etapa de desmobilização. Nesse sentido, a obrigatoriedade de existência de planos de desativação e relatórios de realização assume papel preponderante. A apresentação de um programa com as ações planejadas para a desmobilização das instalações e a aprovação pelas instituições nacionais responsáveis gera processo de negociação. Por meio dele, portanto, o operador de instalações de produção e as instituições reguladoras podem buscar alternativas mais adequadas para as práticas de desmobilização, compensando, em parte, as lacunas identificadas (PRADO, 2015, p. 63).

2.3 REINO UNIDO

Há muitas diferenças entre a indústria de abandono de campo de petróleo do Brasil e do Reino Unido. No Brasil, a indústria de de-comissionamento está em estágio significativamente

mais atrasado do que no Reino Unido. Embora alguns trabalhos iniciais de de-comissionamento tenham ocorrido, não há experiência expressiva nessa atividade no Brasil.

A natureza física da BC é diferente do SNS. A maioria dos recursos minerais da BC está localizada em águas profundas e ultraprofundas, entre 90 a 1924 metros, em comparação com a profundidade máxima de aproximadamente 90 metros na SNS. A profundidade média do MN é de 127 m. Como resultado, a infraestrutura da BC é tendenciosa para instalações flutuantes, em vez das instalações fixas de aço e de concreto da SNS (ARUP, 2017, p. 4).

Enquanto o Brasil, atualmente, dispõe de pequeno número de operadores, dos quais a Petrobras é a dominante, o panorama de operadores no Reino Unido é formado por número muito maior de pequenas empresas do setor privado. A realidade brasileira nesse setor pode mudar tanto na medida em que a Petrobras considere alienar alguns dos seus ativos mais maduros, quanto a depender do resultado dos leilões de novos campos de petróleo, agora sob a Lei nº 9478, de 1997, que institui o fim do monopólio de extração e refino de hidrocarbonetos no Brasil.

Desenvolvimentos de O&G iniciaram no MN em 1967. A partir de 2014, havia mais de 1500 instalações registradas no MN. A maioria dessas instalações é formada por plataformas fixas de aço (83%), localizadas na Plataforma Continental do Reino Unido (*United Kingdom Continental Shelf* – UKCS) (ARUP, 2017, p. 4).

O MN tem base de ativos envelhecida, tanto assim que, agora, já é classificada como bacia “supermadura”. A indústria de O&G do MN inicialmente foi dominada por um pequeno número de operadores com alguns campos muito grandes. À medida que a produção atingiu o pico, as empresas menores, aceitando margens reduzidas de lucro de funcionamento, até por terem uma estrutura operacional bem mais enxuta que os grandes operadores, desenvolveram presença.

Devido também a essa condição de bacia supermadura, a UKCS é a de maior atividade no setor de abandono do MN, com estimativas de custos de €46 bilhões até 2040. Existem, atualmente, 65 operadores licenciados no MN (ARUP, 2017, p. 6).

No Reino Unido, o arcabouço institucional que rege o abandono de campos de petróleo reflete tanto exigências de organismos internacionais quanto aquelas estipuladas pelas devidas autoridades regulamentares do Reino Unido. Essas autoridades são, preponderantemente, o Departamento para Negócios, Energia e Política Industrial (*Department for Business, Energy and Industrial Policy* – BEIS), o Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (*Department*

of Energy and Climate Change – DECC), o OGA, o Tesouro (*Her Majestic Treasury – HMT*) / Receita e Alfândega de Sua Magestade (*Her Majestic Revenue and Customs - HMRC*) e o Executivo de Saúde e Segurança (*Health and Safety Executive - HSE*). BEIS e o OGA atuam como os reguladores primários, responsáveis pela execução de legislação e pela elaboração de normas regulatórias-chave, dentro da qual o abandono ocorre. O OGA tem a responsabilidade de promover a cooperação na indústria e ainda ajustes de processos para permitir a política de incentivar objetivos a cumprir (ARUP, 2017, p. 20).

A legislação-chave do Reino Unido influencia significativaemte as atividades de decomissionamento na indústria de O&G na UKCS. Essa estrutura básica pode ser vista no quadro 3.



Quadro 3: Estrutura analítica institucional Decom UK
 Fonte: Baseado em ARUP, 2017, p. 35

Duas convenções internacionais são peças-chave para a atividade de abandono no MN: a convenção OSPAR-92 e a UNCLOS (1958 e 1982), bem como algumas diretivas europeias para proteção do meio ambiente.

2.3.1 Oslo Paris Convention 1992 (OSPAR-92)

A Convenção para a Proteção do Ambiente Marinho no Nordeste Atlântico (*Oslo Paris Convention* - OSPAR-92) foi aberta à assinatura na reunião ministerial de Oslo e comissões de Paris, em 22 de setembro de 1992. Foi adotada em conjunto com um plano de ação e uma declaração final.

A Convenção foi assinada e ratificada por todas as partes contratantes (Bélgica, Dinamarca, União Europeia, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Irlanda, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Reino Unido e Irlanda do Norte) juntamente com Luxemburgo e Suíça. A Convenção OSPAR entrou em vigor em 25 de março de 1998. Substituiu as convenções de Paris e Oslo, porém as decisões, recomendações e todos os outros acordos adotados sob essas convenções continuam aplicáveis permanecendo inalterada a natureza jurídica, a menos que eles sejam substituídos por novas medidas adotadas sob a OSPAR-92. Os idiomas oficiais da Convenção são o inglês e o francês (OSPAR COMMISSION, 1992).

A primeira reunião Ministerial da Comissão OSPAR, em Sintra, Portugal, em 1998, adotou o anexo V da Convenção para alargar a cooperação das partes contratantes para cobrir todas as atividades humanas que possam afetar negativamente o ambiente marinho do nordeste do Atlântico. Apesar disso, os programas e medidas não podem ser adotados sob a égide dessa Convenção para questões relativas à gestão da pesca (OSPAR COMMISSION, 1992).

O Reino Unido é signatário da OSPAR-92, a qual proíbe o *dumping* de instalações *offshore* ou deixá-las no local (parcial ou completamente). A autoridade competente, no entanto, (no caso do Reino Unido é a OGA) pode conceder ao operador exceção a essa regra (o termo utilizado na convenção para essa exceção é *derrogation*) se houver razões significativas que justifiquem esse ato. Essa instrução inclui estruturas para as seguintes instalações *offshore*:

- 1) Todo ou parte da base de sustentação (jaqueta) de uma instalação de aço pesando mais de 10.000 toneladas, colocadas na zona marítima, anterior a 9 de fevereiro de 1999;
- 2) Uma instalação de concreto ou uma base de concreto (GBS); e
- 3) Qualquer outra instalação *offshore* sem uso para ser abandonada ou deixada no local, total ou parcialmente, salvo quando circunstâncias excepcionais e imprevistas resultantes de danos estruturais ou de deterioração, ou ainda de

alguma outra causa a apresentar dificuldades equivalentes, possa ser demonstrada à autoridade competente (ARUP, 2017, p. 22).

Ser elegível para uma *derrogation* não implica que ela será automaticamente concedida: o operador deve seguir os processos burocráticos de solicitação de *derrogation* da autoridade competente para, então, após análise caso a caso, obter o processo deferido ou indeferido. As seguintes instalações devem ser removidas, não sendo passíveis de *derrogation*:

- a) *Topsides*;
- b) Estruturas de aço com menos de 10.000 toneladas; e
- c) Todas as estruturas de aço instaladas após 9 de fevereiro de 1999.

A convenção OSPAR-92 não obriga a remoção nos seguintes casos:

- a) Qualquer instalação abaixo do leito marinho;
- b) Linhas e infraestrutura de proteção;
- c) Outras estruturas de aço como *manifolds*; e
- d) Qualquer outra infraestrutura que não esteja classificada como instalação *offshore*.

2.3.2 Regulamentação para Casos de Segurança

A SCR-15 (*Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc) Regulations 2015* - Regulações de Segurança para Instalações de Segurança 2015, tradução do autor) para instalações *offshore* entrou em vigor em 19 de julho de 2015 (HSE, 2015). Essas regras aplicam-se a operações de O&G em águas externas, ou seja, o Mar Territorial adjacente ao do Reino Unido e qualquer área dentro da UKCS. A SCR-15 substituiu os regulamentos para instalações *offshore* de 2005 (ARUP, 2017, p. 35).

O objetivo principal da SCR-15 é a redução dos riscos de acidente grave para a saúde e segurança dos trabalhadores empregados em instalações *offshore* ou em atividades relacionadas à indústria de O&G *offshore*. Os regulamentos também visam aumentar a proteção do ambiente marinho e economias costeiras contra a poluição e garantir a melhoria dos mecanismos de resposta em caso de acidentes.

2.3.3 Petroleum Act 1998

A Lei de Petróleo (*Petroleum Act*, tradução do autor) de 1998 (UNITED KINGDOM, 1998) determina que todos os direitos sobre os recursos de petróleo do Reino Unido pertencem à Coroa, no entanto o governo pode conceder licenças que conferem direitos exclusivos para “buscar, perfurar e extrair”. Esses direitos são concedidos sobre área limitada e por período determinado (ARUP, 2017, p. 35).

Esses poderes foram concedidos originalmente ao Secretário de Estado e, então, para o antigo DECC. Vários desses poderes foram posteriormente transferidos para o OGA, por meio da Lei de Energia (*Energy Act*, tradução do autor) de 2008.

O de-comissionamento de gasodutos e instalações *offshore* inutilizadas constituem-se como interesse da parte IV do *Petroleum Act*, que determina as seguintes funções:

- 1) Habilita o Secretário de Estado (*Secretary of State* – SoS) para exigir, por notificação escrita, a apresentação de um programa de de-comissionamento com respectiva análise de custos para cada instalação *offshore* e/ou gasoduto submarino. As partes notificadas são solidariamente responsáveis pela apresentação do programa acima mencionado;
- 2) Uma vez aprovado pelo SoS, as partes que o submeteram tornam-se responsáveis pela execução desse plano, conforme desenho acordado;
- 3) Prover meios ao SoS para satisfazê-lo no tocante ao requerido para que qualquer parte, a qual tenha o dever de assegurar que um plano de de-comissionamento aprovado seja executado, possua a capacidade de concluir esse plano, e quando os requisitos do SoS não puderem ser satisfeitos, que a parte responsável seja formalmente notificada para que tome as ações necessárias à correção dessas capacidades de forma a satisfazer o SoS;
- 4) Em caso de falha pelas partes notificadas em apresentar um programa de de-comissionamento com detalhamento de custos ou assegurar que ele seja realizado, habilitar o SoS a tomar as medidas necessárias para recuperar o custo das partes que foram notificadas e falharam no cumprimento dessas obrigações;
- 5) Aplicar penalidades por falhas no cumprimento de obrigações com o governo do Reino Unido; e

- 6) Habilitar o Secretário de Estado a expedir regulamentos relativos ao de-comissionamento.

2.3.4 Energy Act 2008

A Lei da Energia (*Energy Act*, tradução do autor) alterou alguns aspectos originais do *Petroleum Act* de 1998. O *Energy Act* de 2008 (UNITED KINGDOM, 2008) fez uma série de ajustes necessários devido à natureza volátil das práticas de negócios da indústria de O&G. Desde a introdução da legislação, em 1998, houve aumento na participação de empresas de menor porte, as quais possuem menos ativos, portanto aumentam o risco de que os de-comissionamentos possam não ser executados. De maneira resumida, o ato de 2008 alterou o regime por:

- 1) Permitir ao SoS tornar-se o responsável por todas as partes relevantes do Decom de uma instalação ou tubulação, na qual a mesma licença possa englobar várias subáreas, esclarecer quais licenciados poderão ser responsabilizados pelo de-comissionamento;
- 2) Delega poder ao SoS para exigir o de-comissionamento por motivo de segurança, em qualquer tempo durante o ciclo de vida de um campo de O&G, se os riscos para o contribuinte forem avaliados como inaceitáveis; e
- 3) Proteger os fundos destinados ao de-comissionamento, assim em caso de insolvência da parte relevante, eles permaneçam disponíveis para pagar pelo Decom, a fim de minimizar a exposição dos contribuintes.

A Lei da Energia (*Energy Act*) recebeu aprovação Real em maio de 2008. Esse ato formalmente estabeleceu o OGA como órgão independente do governo.

Esta lei prevê o OGA com um número poderes de execução e definição de estratégia sobre as partes interessadas da indústria de O&G, a quem aplicar possa, incluindo licenciados/outorgados, operadores, proprietários de infraestrutura de extração de O&G e de comissionamento (pessoas relevantes). Os poderes do OGA passam, então, a incluir o direito de atender reuniões, adquirir dados, aplicar sanções e a cobrar taxas.

2.3.5 Infrastructure Act 2015

A Lei da Infraestrutura (*Infrastructure Act*, tradução do autor), de 2015, abrange vasta gama de questões que afetam o planejamento, a construção e a operação no Reino Unido. (UNITED KINGDOM, 2015). A lei destina-se especificamente ao transporte, à energia, à habitação e aos projetos nacionalmente importantes de infraestrutura. Parte VI da lei contempla a energia, ao incluir a exploração e a produção de petróleo *offshore*, energia geotérmica, calor renovável e incentivos.

Como resultado do relatório Wood de 2013, as seções 41 e 42 da Lei da Infraestrutura determinam a obrigação do SoS em implementar estratégias para maximizar a Recuperação Econômica da extração de hidrocarbonetos na UKCS. Essa obrigação aplica-se em especial à colaboração no que diz respeito à infraestrutura do operador e equipamento. O "objetivo principal" é o de maximizar a recuperação econômica do petróleo no Reino Unido, em especial por meio das seguintes diretrizes (ARUP, 2017, p. 37).

- 1) Desenvolvimento, construção, implantação e utilização de equipamentos na indústria do petróleo (incluindo infraestrutura de extração de petróleo);
- 2) Colaboração entre detentores de outorgas para extração de petróleo, operadores licenciados, proprietários de infraestrutura de extração de petróleo e demais partes interessadas no planejamento / execução de desenvolvimento de campos de petróleo e na instalação de infraestrutura de extração de O&G;
- 3) Exigência de que o SoS deva produzir uma ou mais estratégias para permitir que o principal objetivo seja alcançado; e
- 4) Exigência de que a indústria passe a agir de acordo com a atual estratégia ou estratégias no planejamento e realização de atividades.

2.3.6 Environmental Impact Assessment (EIA) 1999 & Habitat Regulation Appraisal (HRA) 2001

Esta subseção trata, sucintamente, da Lei de Avaliação de Impacto Ambiental (*Environmental Impact Assessment – EIA*), de 1999, e da Lei de Avaliação de Regulamentação de Habitat (*Habitat Regulation Appraisal – HRA*), de 2001.

A principal legislação de impacto ambiental para UKCS em termos de operações de produção de O&G é a normativa chamada Produção de Petróleo *Offshore* e Dutos (*Offshore Petroleum Production and Pipelines*) de 1999, conhecida como EIA (*Environmental Impact Assessment* - Estudo de Impacto Ambiental, tradução do autor) (UNITED KINGDOM, 1999). Essa normativa regulamenta a avaliação de impacto ambiental a ser realizada ao longo de todo o ciclo de instalação de petróleo e gás.

Em termos de espécies e habitat protegidos, as atividades de O&G *offshore* foram regulamentadas, em 2001, pela HRA, alterada em 2007 (UNITED KINGDOM, 2007). Essa lei exige que o SoS considere as implicações em áreas protegidas e em relação a espécies naturais, antes da aprovação para operações de O&G.

2.3.7 Maximising Economic Recovery (MER)

O regulamento de abandono de campos de petróleo e gás no Reino Unido, além da influência da legislação e tratados internacionais, foi organizado por decisão estratégica de política nacional destinada a objetivos claramente definidos para beneficiar o Reino Unido. A política MER (*Maximising Economic Recovery* - Maximização da Recuperação Econômica, tradução do autor) das reservas de petróleo e gás é desses exemplos importância singular: essa política destina-se a maximizar o retorno econômico para o governo do Reino Unido por meio da exploração das reservas de petróleo e gás. Foi instituída por meio do *Petroleum Act*, de 1998, posteriormente aditivada pelo *Infrastructure Act 2015* (ARUP, 2017, p. 24).

O atual regime regulatório das atividades de de-comissionamento foi estruturado de modo que o impacto global dessas atividades comprometa o mínimo possível os objetivos da MER: esse regime de regulação de abandono, concluído após revisões da legislação do Reino Unido e a criação da OGA, em 2016, foi o resultado de revisão abrangente da política de O&G e UK empreendida em 2013 e 2014, conhecida como Wood Review (ARUP, 2017, p. 24).

2.3.7.1 Wood Review

O Secretário de Estado, chefe do DECC, solicitou ao Sir Ian Wood que conduzisse revisão independente do retorno econômico do setor de O&G da UKCS, em junho de 2013. O

relatório *Wood Review* (também conhecido como *UKCS Maximising Recovery Review Report*) foi publicado em fevereiro de 2014, concluiu haver necessidade de readequação no regime regulatório de UK a fim de adaptá-lo às demandas de bacias sedimentares maduras (WOOD, 2014).

Sir Ian Wood percebeu a indústria muito voltada a atingir as metas da MER em cada campo de petróleo, em cada ativo, e que havia pouco espaço para cooperação e colaboração entre os operadores de diferentes campos de petróleo. Wood concluiu não ser a estratégia MER a mais apropriada para a configuração contemporânea do setor. Para ele, aquele plano somente deveria ser implementado nos estágios iniciais de campanhas de obtenção de O&G no MN, envolvendo alguns poucos e grandes operadores (ARUP, 2017, p. 24).

As recomendações do relatório Wood eram motivadas por uma visão de que o atual modelo regulatório é sustentado pela premissa de que uma vez que cada operador trabalhasse para atingir a MER, o resultado global para a economia do Reino Unido seria o atingimento da MER em toda a indústria. A falta de colaboração em campos maduros do setor, no entanto, demonstra que a MER não era alcançada na prática.

A conclusão do relatório Wood é de que para atingir-se a MER seria necessário assegurar cooperação entre operadores de forma a explorar os recursos energéticos (e, por conseguinte, a geração de retorno financeiro) de campos marginais, com a utilização de infraestrutura interconectada entre os operadores. Sem essa intervenção restaria ao Reino Unido o risco de algumas reservas da UKCS não serem exploradas pelo prematuro decomissionamento de equipamentos como *topside*, linhas, *manifolds*, PLET, PLEM, dentre outros.

Entre as recomendações do relatório Wood identifica-se a necessidade do comprometimento do governo do Reino Unido com a nova estratégia MER, que leve em consideração os aspectos necessários à maximização do retorno econômico em campos maduros, a criação de novo departamento com poderes adicionais para assegurar a implementação de uma nova MER, entre outras recomendações. O relatório Wood foi bem aceito pelo governo do Reino Unido e foi incorporado em sua política e legislação.

2.3.7.2 Política de Decom

A nova prioridade da política de de-comissionamento é a de produzir o mínimo impacto nos objetivos da nova MER. Quando um ativo for escolhido para ser de-comissionado (por diversos motivos), portanto, que seja realizado com a devida consideração, além, é claro, dos tradicionais direcionadores quanto à forma segura e ambientalmente correta no que diz respeito aos procedimentos adotados. Os efeitos danosos à nova MER, pós relatório Wood e incorporação de políticas e leis pelo governo o Reino Unido, podem ser basicamente pelas seguintes razões:

- 1) Os custos com de-comissionamento podem aumentar com o envelhecimento dos ativos, gerando taxas extras para os contribuintes do Reino Unido (uma vez que algumas atividades de de-comissionamento têm isenção fiscal) e sacrifícios adicionais aos operadores (ARUP, 2017, p. 25). Aspecto deveras importante do Decom no Reino Unido: ele é pago em grande monta pelo contribuinte, na forma de isenção fiscal;
- 2) Os custos com de-comissionamento podem impedir investimentos em novas campanhas exploratórias por parte dos operadores, bem como podem diminuir aporte financeiro em campanhas de extração de hidrocarbonetos em curso (ARUP, 2017, p. 25); e
- 3) O de-comissionamento de infraestrutura executado por um operador, ao agir em interesse comercial exclusivo, pode ter efeito negativo e até impedir campanhas exploratórias de outros operadores devido à remoção ou à desativação de infraestrutura crítica (ARUP, 2017, p. 25).

Na figura 20, a ilustração detalha o impacto negativo do de-comissionamento realizado prematuramente.

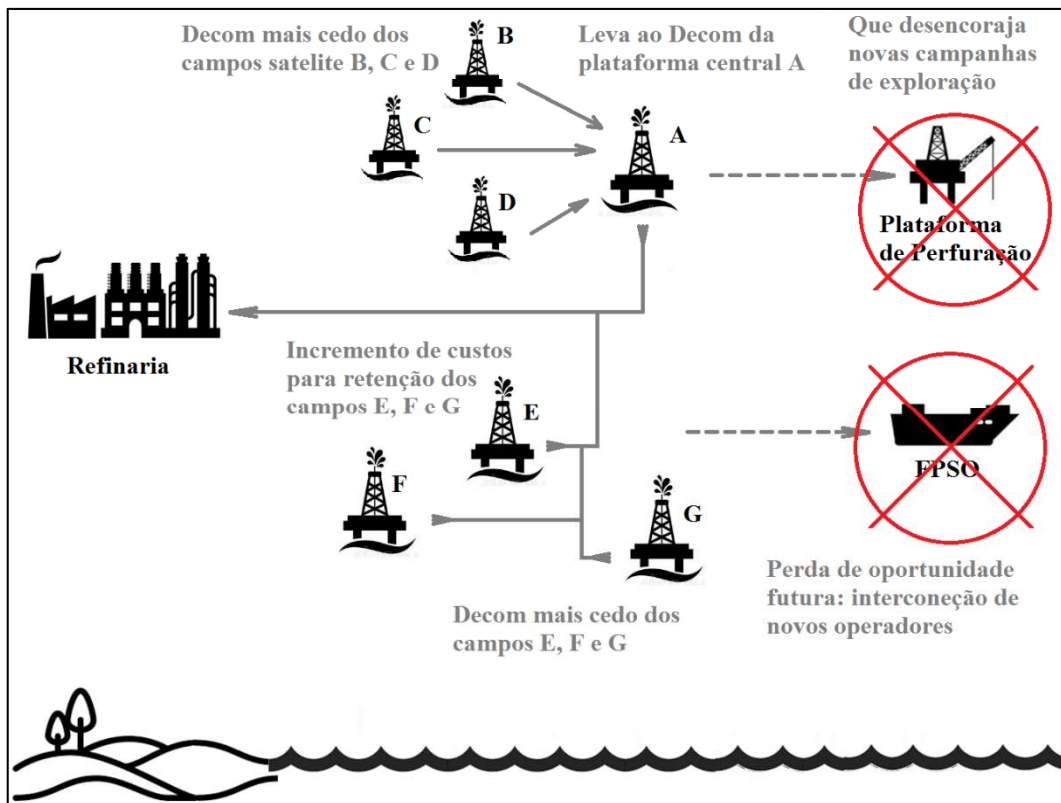


Figura 20: Impacto do Decom prematuro em infraestrutura interconectada
Fonte: Elaboração própria

É possível inferir, pois, a seguinte lógica: quanto menor for o investimento em futuras campanhas exploratórias e no desenvolvimento de campos, maior será a probabilidade de que planos de investimento sejam cancelados, com impacto negativo na cadeia de produção, na criação de empregos e no recolhimento de taxas pelo governo.

2.3.7.3 Estratégia

A estratégia MER (prevista inicialmente no *Petroleum Act* de 1998 e, posteriormente, aditada pelo *Energy Act* 2008) vincula juridicamente as partes relevantes, entre elas a OGA e os detentores de outorga para exploração e extração de petróleo na UKCS. A obrigação central da estratégia MER é que “[...] pessoas relevantes, no exercício de suas funções, tomem as ações necessárias para assegurar que o valor máximo do petróleo economicamente recuperável seja recolhido do subsolo abaixo das águas do Reino Unido” (ARUP, 2017, p. 26). Essa estratégia é resultante de muitos encontros e seminários de partes interessadas, e objetiva criar obrigações

claras para a OGA e a indústria como um todo. Os seguintes princípios foram incorporados à estratégia.

- 1) Todas as partes interessadas são obrigadas a maximizar o valor líquido esperado da extração do petróleo economicamente recuperável das águas do Reino Unido, e não da estimativa de volume a ser produzido;
- 2) A conformidade com a estratégia intenciona levar a investimentos e atividades operacionais que adicionem valor líquido global ao Reino Unido;
- 3) Conformidade com a estratégia pode obrigar empresas privadas a alocar valores entre si, combinando risco e recompensa. No entanto, enquanto o resultado líquido deve proporcionar o maior valor global, não haverá a situação na qual todas as empresas teriam sempre melhores retornos se operassem individualmente;
- 4) Conformidade com a estratégia não levará nenhuma empresa privada a investir em um projeto ou operar ativos existentes onde não houver retorno comercial satisfatório no investimento ou na atividade. Esse retorno, destaque-se, não é, necessariamente, o retorno comparável com a média dos retornos corporativos do portfólio de investimentos daquela empresa. Por exemplo: investimento de baixo risco pode levar a baixo retorno; e
- 5) Ao determinar se algo é consistente com a estratégia, a OGA deverá equilibrar o benefício da recuperação econômica do petróleo com a necessidade de manter a confiança dos investidores atuais e futuros a investir na exploração e na extração de petróleo das águas do Reino Unido, levando em consideração as condições de mercado no momento de tomada de decisão.

Na estratégia MER existe ainda um guia de obrigações de suporte, que esclarece como a obrigação central se aplica a determinadas circunstâncias como exploração, desenvolvimento, administração de ativos, tecnologia, de-comissionamento e planos da OGA. As obrigações de suporte relacionadas ao Decom incluem as considerações abaixo (ARUP, 2017, p. 26).

- 1) Antes do início do planejamento de de-comissionamento de qualquer infraestrutura na UKCS, os proprietários dessa infraestrutura devem assegurar que todas as opções de continuidade de utilização de tal infraestrutura foram consideradas, incluindo aquelas não diretamente relacionadas à extração de petróleo como o transporte e armazenamento de dióxido de carbono;

- 2) As partes envolvidas devem de-comissionar a infraestrutura na UKCS de forma mais efetiva em termos de custo, de maneira a não prejudicar a maximização de recuperação de reservas de petróleo economicamente atrativas da região; e
- 3) Uma vez que a OGA produza um plano de como as obrigações da estratégia MER devam ser atendidas para um determinado projeto ou região, ela deve identificar as peças particulares da infraestrutura a ser de-comissionada, as quais possam prejudicar a maximização de recuperação de reservas de petróleo economicamente atrativas da região.

2.3.8 Órgãos Reguladores

No Reino Unido o de-comissionamento é regulado basicamente por quatro órgãos reguladores: BEIS, OGA, HMT/HMRC e o HSE. Suas principais responsabilidades estão resumidas na figura 21.

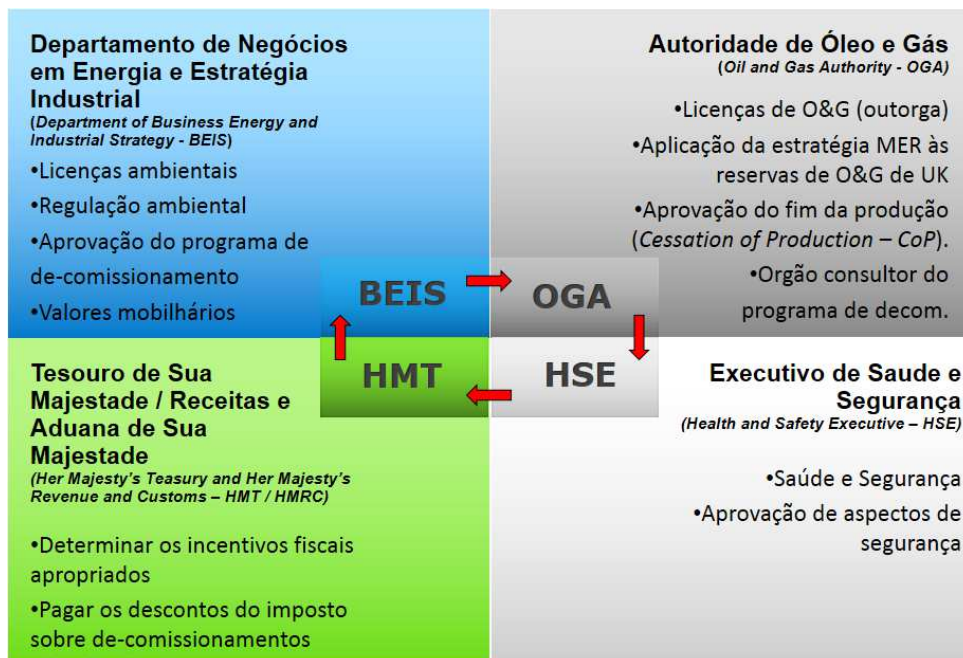


Figura 21: Órgãos reguladores UK - de-comissionamento
 Fonte: Baseado em ARUP, 2017, p. 27

2.3.8.1 Oil & Gas Authority (OGA)

A OGA foi criada como consequência das recomendações do relatório Wood, recebendo um número de funções que anteriormente eram executadas pelo DECC. O DECC foi reestruturado em 2016 e agora é parte integrante do BEIS.

Entre os motivos racionais que propiciaram a criação de um braço do governo no setor de O&G, é possível citar a habilitação de uma mudança de cultura na qual o órgão regulador do setor perceba-se adequadamente preparado e empoderado para intervir na indústria de O&G, uma vez que o DECC (atual BEIS) sempre demonstrou aversão a riscos, em decorrência de sua falta de experiência e conhecimento técnico sobre o setor de O&G, o que ao fim e ao cabo conferia ao DECC característica muito abrangente. Essa maneira genérica de agir diminuía a capacidade de endereçar adequadamente prioridades do setor de O&G. A impossibilidade de pagamento de remunerações melhores aos seus executivos, de forma a atrair pessoal altamente capacitado formando um quadro técnico administrativo capaz de garantir o atingimento da MER no setor de O&G, também era fator que limitava a capacidade de atuação da OGA no setor de O&G (ARUP, 2017, p. 28).

As recomendações do relatório Wood apontavam para a criação de uma nova agência reguladora governamental a fim de operar de acordo com os seguintes princípios (ARUP, 2017, p. 27):

- 1) Ser responsável pela regulação operacional, concentrar-se na supervisão do processo de licenciamento e focar no atingimento da MER para as reservas de O&G de UK;
- 2) Não ser responsável por regular aspectos ambientais, de saúde ou de segurança;
- 3) Operar como braço do governo no setor de O&G e ser capaz de atrair mão de obra de alta qualidade;
- 4) Ser constituído por equipe de profissionais com experiência e habilidades comprovadas em liderança, atividade comercial e aspectos técnicos do setor de O&G; e
- 5) Publicar objetivos e critérios de sucesso.

A OGA tornou-se agência executiva do DECC em 1º de abril de 2015, com independência operacional, e posteriormente transformou-se em empresa estatal em 1º de outubro de 2016. Ver na figura 22 o sumário de como a OGA foi criada (ARUP, 2017, p. 28).



Figura 22: Criação da OGA

Fonte: Elaboração própria

Um dos desafios iniciais do DECC ao criar a OGA foi o recrutamento de profissionais altamente qualificados. A equipe de funcionários do DECC costumava ser constituída por 90 pessoas cuidando de 90 campos de petróleo, em 1990. Esse número foi reduzido para 50 pessoas, que, atualmente, gerenciam 300 campos de petróleo. Para efeito de comparação, a Diretoria de Petróleo Norueguesa (*Norwegian Petroleum Directorate – NPD*) conta com 200 profissionais e o equivalente holandês conta com 70 pessoas mais a consultoria externa. O OGA está fisicamente localizado na cidade de Aberdeen, e sua equipe-chave foi recrutada entre os melhores profissionais de O&G da indústria do Reino Unido. O grupo de funcionários que gerencia a etapa de de-comissionamento é formado por 5 pessoas, e a organização obtém recursos financeiros de uma taxa imposta aos participantes da indústria de O&G de UK (ARUP, 2017, p. 29).

A OGA é uma organização nova, e, por essa característica, ainda está em processo de desenvolvimento de estratégias e da cultura organizacional. Há grande consciência organizacional no Reino Unido, onde existe a percepção de fatores como maturidade organizacional, experiência e conhecimento da equipe de gerenciamento e carga de trabalho versus eficiência organizacional. Um número expressivo de documentos foram publicados pelo OGA de forma a descrever como a abordagem dela desenvolve-se. Dentre deles, o *The Call to Action* (A Chamada para Ação, tradução do autor), que contém as prioridades e requisitos de curto prazo para a indústria para ocasiões nas quais sejam necessárias ações rápidas, como prevenir o de-comissionamento prematuro de infraestrutura devido à queda do preço do petróleo (OGA, 2015), *OGA Corporate Plan 2016 – 2021* (Plano Corporativo da OGA 2016 – 2021), no qual há planos, perspectivas e prioridades para a indústria de O&G em um espaço de tempo de 5 anos (OGA, 2016c), *Decommissioning Strategy* (Estratégia de De-

comissionamento), que objetiva assegurar que a indústria explore todas as opções viáveis para utilização da infraestrutura instalada antes do decomissionamento (OGA, 2016d) e *Decommissioning Delivery Programme* (Programa de Entrega do De-comissionamento) com a construção da estratégia de de-comissionamento, com instruções de como e quando as próximas prioridades serão informadas (OGA 2016e). A OGA identificou as três principais influências à indústria, descritas pelos termos “regular”, “influenciar” e “promover” (ARUP, 2017, p. 29).

2.3.8.2 Department for Business, Energy and Industrial Policy (BEIS)

O *Department for Business, Energy and Industrial Policy* (BEIS) é um agente governamental, criado em julho de 2016. O BEIS recebeu as funções do antigo DECC, que, até ali, desempenhava funções regulatórias na indústria de O&G. O BEIS agrupou as funções de comércio, estratégia industrial, ciência, inovação, energia e mudanças climáticas, sendo assim responsável por (ARUP, 2017, p. 30):

- 1) Desenvolver e entregar compreensiva estratégia industrial e liderar o relacionamento do governo com o comércio;
- 2) Assegurar que o Reino Unido tenha suprimentos energéticos confiáveis, limpos e a preços acessíveis;
- 3) Assegurar que UK permaneça na liderança de ciência, pesquisa e inovação; e
- 4) Monitorar as mudanças climáticas.

Historicamente o DECC comprometeu-se com um número de funções regulatórias em nome do Secretário de Estado do Reino Unido (*Secretary of State – SoS*), funções essas que foram investidas no SoS por meio do *Petroleum Act* de 1998 e do *Energy Act* de 2008. A unidade de O&G do DECC era dividida em grupos: havia o Time de Política Ambiental (*Environmental Policy Team*), o Time de Gerenciamento Ambiental (*Environmental Management Team*), o Time de Inspeção Ambiental *Offshore* (*Offshore Environmental Inspectorate Team*) e a Unidade de De-comissionamento (*Decommissioning Unit*). Esses grupos entregavam as funções do DECC e incluíam o licenciamento para atividades de exploração e produção, o atingimento da obrigação central da MER, assim como a regulamentação e a conformidade ambiental.

A OGA foi formada por força do *Infrastructure Act* de 2015 e do *Energy Act* de 2008, com o objetivo de conduzir as funções regulatórias do setor de O&G do Reino Unido, incluindo

as etapas do processo de licenciamento de exploração e produção, assim como o atingimento da obrigação central da MER. Compete à unidade de O&G *offshore* ambiental e de descomissionamento da BEIS (*Offshore Oil and Gas Environment and Decomissioning Unit*) as seguintes atribuições:

- 1) Conformidade e regulamentação ambiental;
- 2) Avaliação de programas de de-comissionamento;
- 3) Identificação de responsabilidades; e
- 4) Estabelecimento de garantias apropriadas.

O BEIS é integrante do Diretiva Regulatória de Segurança *Offshore* (*Offshore Safety Directive Regulator – OSDR*). A Diretiva Europeia (*European Directive – EUD*) para Segurança das Operações de O&G *offshore* foi publicada, em 2013, com o objetivo de reduzir o máximo possível a ocorrência de acidentes relacionados às operações *offshore* da indústria de O&G e limitar as consequências. A EUD determina aos estados-membros a instituição de Autoridade Competente (*Competent Authority – CA*) para supervisionar a conformidade da indústria com a EUD, e, ainda, para gerenciar funções relacionadas, que incluem revisão e aprovação de casos de segurança relevantes, planos de emergência contra poluição por óleo e demais notificações necessárias (EUR-LEX, 2013a).

O OSDR é a CA do Reino Unido. O DECC (atualmente BEIS) e o HSE trabalham em regime de colaboração mútua com OSDR para entregar as funções de CA conforme requerido pela EUD. Ao mesmo tempo em que o BEIS e o HSE desempenham funções distintas, fora do escopo da EUD, as funções de CA são entregues pelas seções relevantes dentro do BEIS e do HSE, por meio de um conjunto de acordos comuns a esses dois departamentos do governo do Reino Unido (ARUP, 2017, p. 30).

2.3.8.3 Her Majestic Treasury (HMT)

O Her Majestic Treasury (HMT) é o segmento do governo do Reino Unido responsável pelos gastos públicos e supervisão estratégica da política tributária. Dentro do setor de O&G o HMT determina a política de como atividades operacionais deverão ser tributadas.

Empresas de O&G que empreendam campanhas de exploração, desenvolvimento e produção no solo do Reino Unido ou na UKCS estão sujeitas a duas formas de tributação direta:

a tributação corporativa (*Corporation Tax*) e a taxação suplementar (*Supplementary Charge*). Alguns campos de petróleo e gás estão sujeitos também à Taxa de Receita do Petróleo (*Petroleum Revenue Tax*), atualmente ajustada para 0% (ARUP, 2017, p. 31).

O HMT é também responsável pela concessão de benefícios fiscais aos operadores de O&G que trabalham em atividades de de-comissionamento.

2.3.8.4 Health and Safety Executive (HSE)

O Health and Safety Executive (HSE) é o órgão do governo do Reino Unido responsável por aplicar as regulações de saúde e segurança nos locais de trabalho, incluindo instalações *offshore*. As áreas-chave do HSE são:

- 1) Liderar e engajar aqueles que influenciam ou executam ações relacionadas à segurança e à saúde por meio da publicação de guias, com o devido destaque à prontidão e à liderança;
- 2) Assegurar a manutenção efetiva do arcabouço regulatório e de que as metas de melhoria do negócio sejam atingidas;
- 3) Assegurar o gerenciamento efetivo de riscos e controle por meio de uma variedade de intervenções como aprovação e licenciamento de atividades, inspeções, investigação de incidentes, tratamento de assuntos de segurança e saúde levantados pelos trabalhadores e outros participantes do setor de O&G; e
- 4) Reduzir a probabilidade de ocorrência de acidentes catastróficos de baixa frequência e alto impacto com potencial de lesão extensiva a trabalhadores e danos a reputação.

O HSE é integrante do OSDR.

2.3.9 Outros Atores

Esta seção aborda de forma sucinta sobre outras instituições e fundações que atuam no MN e de importância relevante para o estudo do marco regulatório daquela região em termos de Decom de campos de petróleo submarino.

2.3.9.1 Regulação Ambiental

Nesta seção discorre-se sucintamente acerca da Agência de Proteção Ambiental da Escócia (*Scottish Environmental Protection Agency – SEPA*) e da Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency – EPA*).

SEPA e EPA são, na Escócia e na Inglaterra, respectivamente, órgãos responsáveis pela regulação em terra. A atuação *offshore*, portanto, resume-se ao gerenciamento de Atividade de Baixa Especificidade (*Low Specific Activity – LSA*) e de Materiais Radioativos de Ocorrência Natural (*Naturally Occurring Radioactive Materials – NORM*) (ARUP, 2017, p. 32).

Em atividades terrestres essas agências estão engajadas no processo e aprovação de atividades de gerenciamento de resíduos e disposição final. Elas constituem-se em agências conselheiras estatutárias do BEIS no processo e aprovação do programa de decomissionamento.

2.3.9.2 Conservação Patrimonial

Esta subseção trata, sucintamente, da Herança Nacional da Escócia (*Scottish National Heritage – SNH*), do Serviço de Herança Inglês (*English Heritage Service – EHS*), do Comitê Misto de Conservação da Natureza (*Joint Nature Conservation Committee – JNCC*) e, por fim, do departamento dos Recursos Naturais de Wales (*Natural Resources Wales – NRW*).

As agências de conservação da natureza são conselheiros do governo do Reino Unido em assuntos ambientais, que abrangem, até, aconselhamento sobre a aderência às regulamentações ambientais internacionais e nacionais. O JNCC possui mandado para operar

além do Mar Territorial de UK e na UKCS. Essas agências são conselheiras estatutárias do BEIS no processo e aprovação do programa de de-comissionamento (ARUP, 2017, p. 32).

2.3.9.3 Não Governamentais

Esta seção analisa a Sociedade Real para Proteção dos Pássaros (*Royal Society for the Protection of Birds – RSPB*), o GREENPEACE, a Federação Mundial da Vida Selvagem (*World Wildlife Federation – WWF*) e a Sociedade para Conservação de Baleias e Golfinhos (*Whale and Dolphin Conservation Society – WDC*).

Algumas agências não governamentais, internacionais e nacionais possuem interesse em promover a conservação e a proteção do meio ambiente. Normalmente são organizações financiadas por doações e por anuidade paga pelos integrantes. Essas agências, no passado, obtiveram sucesso ao influenciar os rumos de projetos de de-comissionamento (ARUP, 2017, p. 33).

A convenção OSPAR-92, decisão 98/3, foi influenciada decisivamente pela campanha do GREENPEACE em relação ao projeto de de-comissionamento da plataforma Spar do campo de Brent no Reino Unido (GREENPEACE, 1996).

2.3.9.4 Pesca

Nesta seção a análise recai sobre a Federação Nacional dos Pescadores Organizados (*National Federation of Fishermen's Organizations – NFFO*), a Federação dos Pescadores da Escócia (*Scottish Fisherman's Federation – SFF*), a Federação dos Pescadores do Norte da Irlanda (*Northern Ireland Fisherman's Federation – NIFFO*) e Organização Anglo-Norte dos Produtores de Peixe (*Anglo-North Irish Fish Producers Organization – ANIFPO*).

Existe um número de organizações que representam os interesses comerciais dos pescadores do Reino Unido. Eles estão preocupados com os impactos da interação da indústria e infraestrutura de O&G na viabilidade de pescar em águas do Reino Unido (ARUP, 2017, p. 33).

Existem fundos e acordos firmados no passado com a finalidade de compensar financeiramente danos causados a equipamentos de pesca. É normal a consulta às várias organizações de pescadores nas etapas do processo de de-comissionamento em no Reino Unido.

2.3.9.5 Navegação

Nesta seção as considerações são sobre a Agência Marítima de Guarda Costeira (*Marine and Coastguard Agency – MCA*), a Autoridade Geral de Farol (*General Lighthouse Authorities – GLA*), o Conselho Nórdico de Farol (*Northern Lighthouse Board – NLB*), a Casa Trinity (*Trinity House – TH*) e o Escritório Hidrográfico do Reino Unido (*The United Kingdom Hydrographic Office – UKHO*).

O MCA é uma agência executiva encarregada de impor a lei nacional, bem como regulamentações internacionais aceitas, nas águas do Reino Unido, assim como fiscalizar e impor políticas de segurança. O objetivo principal é o de desenvolver, promover e impor altos padrões de segurança marítima de forma a minimizar o risco de poluição do ambiente marinho por navios e plataformas. Antes do consentimento de autorização governamental para instalação de estruturas *offshore*, o MCA é consultado com o objetivo de informar repercussões e riscos para a navegação (ARUP, 2017, p. 33).

O GLA é responsável por desenvolver suporte e auxílio à navegação de forma confiável e eficiente, e inclui o gerenciamento dos faróis, boias de sinalização e luzes de navegação. O GLA é consultado sobre a natureza da sinalização para estruturas deixadas *in situ*, aviso aos navegantes e comunicações durante o processo de de-comissionamento. NLB e TH executam funções similares ao GLA.

O UKHO é responsável pela atualização dos dados marítimos e cartas de navegação. Ele deve ser notificado a cada mudança no estado de conservação de instalações e tubulações sendo de-comissionadas.

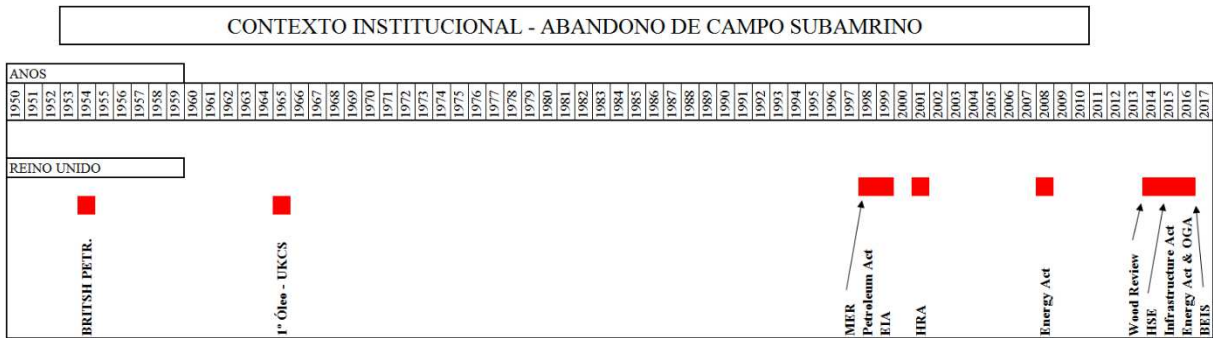
2.3.9.6 Cronologia

Registre-se, no Reino Unido, os esforços de autoridades em adaptar o arcabouço regulatório às novas condições de operação na UKCS (bacia “supermadura”), criar formas de oxigenar a indústria em períodos de alta oferta / baixos preços do petróleo, incentivar a criação de empregos e fomentar aproveitamento máximo de recursos e do retorno econômico para o governo do Reino Unido.

Especificamente ao de-comissionamento, é perceptível a evolução acelerada do marco regulatório desde o fim da década de 1990 até os dias de hoje: agências foram criadas, normativas foram especialmente desenhadas para atendimento a determinada estratégia de maximização de retorno econômico, considerações a respeito da competência de pessoas em cada posição foram levadas a bom termo, assim como o cuidadoso diálogo com as partes interessadas de forma a conferir sustentabilidade à indústria de maneira geral.

Na tabela 8 é possível ver a evolução do marco regulatório do Reino Unido.

Tabela 8: Contexto institucional do Reino Unido



Fonte: consolidado pelo autor

3 ABANDONO DE CAMPO DE PETRÓLEO SUBMARINO

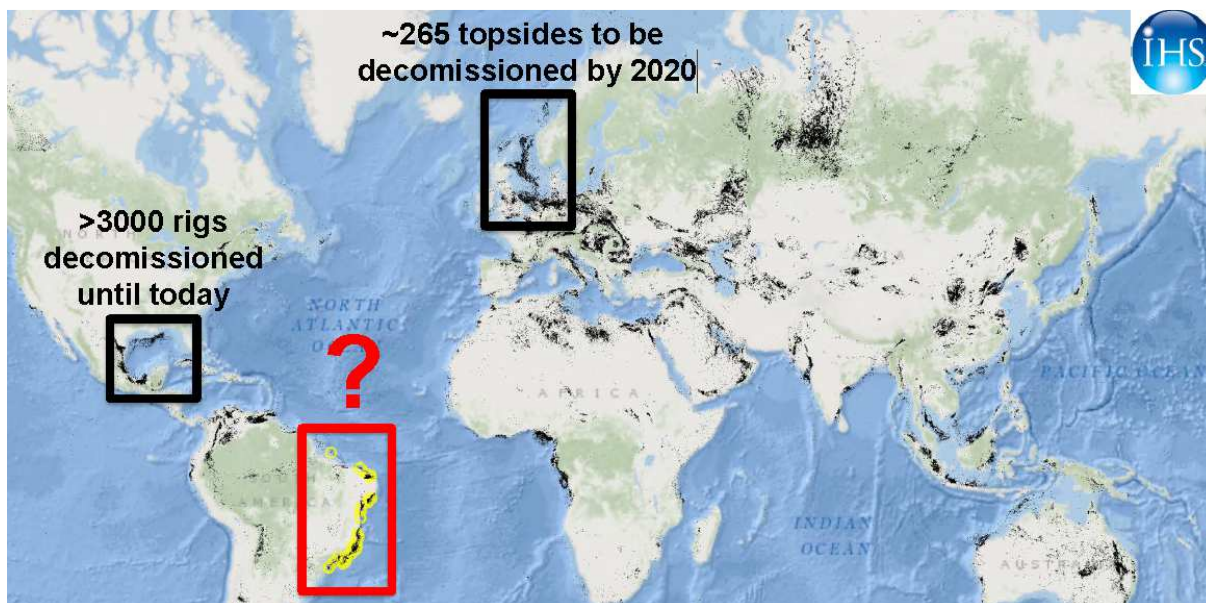
Neste capítulo são abordados alguns aspectos e conceitos relevantes sobre campos de petróleo submarinos no tocante ao de-comissionamento dos mesmos.

3.1 DEFINIÇÕES E PARTICULARIDADES

Na atualidade, 32,2% da necessidade energética mundial é suprida por petróleo e 21,3% por gás natural (TIMILSINA, 2013, p. 5). As recentes estatísticas de demanda mundial por petróleo não contêm indícios de que haverá redução na demanda e na dependência no curto ou médio prazo, salvo por alguma quebra de continuidade do *status quo* promovida por alguma descoberta científica, catástrofe global, razões naturais ou mesmo causada pelo homem. A demanda mundial atual de petróleo está assim distribuída, em milhões de barris por dia: 2014 - 92,8 m b/d; 2015 - 94,7 m b/d; 2016 - 96,1 m b/d e no primeiro trimestre de 2017 - 96,5 m b/d (IEA, 2017a). Depreende-se, com o atual nível de desenvolvimento tecnológico, e sendo o petróleo um recurso não renovável podemos chegar à dedução lógica de que, se existir a dependência energética do petróleo no futuro, com ou sem a crescente demanda, novas jazidas devem ser encontradas, exploradas e explotadas.

Outras deduções extraídas das hipóteses acima são que os campos atualmente em fase de produção devem permanecer produzindo até que a operação não seja mais economicamente viável, ocorra o esgotamento físico das reservas ou os contratos de concessão chegue a um fim: todas as alternativas conduzem à última fase do ciclo de vida de um campo de petróleo submarino: o abandono.

É possível notar no mapa 6, a seguir, a distribuição de poços de petróleo no mundo, que amplia a capacidade de percepção sistêmica e panorâmica do potencial da indústria de Decom no mundo.



Mapa 6: Localização poços de petróleo em março de 2017
 Fonte: Caprace, 2017, p. 22

Uma das dificuldades encontradas nesta pesquisa é a ausência de uma definição técnica e legal do termo “abandono”, quando relacionado à atividade petrolífera, na literatura nacional, provavelmente devido a ser tema relativamente recente no Brasil. A literatura oferece, portanto, opções, em inglês, como “*decommissioning*” ou “*decom*”. Eles são traduzidos como descomissionamento, desativação, desmobilização, desmonte ou abandono. O conceito de Wiegand (2011), exposto na introdução, recebe, aqui, a contribuição do primado teórico de Luczynski (2002), que define abandono como “[...] todas as operações de desmonte e desativação da plataforma, inclusive de infraestrutura de transporte”. Para a ARUP (2017), o de-comissionamento pode ser definido mais acuradamente em termos relativos, dentro do contexto de determinada campanha de extração de petróleo no mar, como a série de tarefas executadas nas diversas fases de ciclo de vida de um campo de petróleo, tal como ilustrado na figura 23, a seguir.

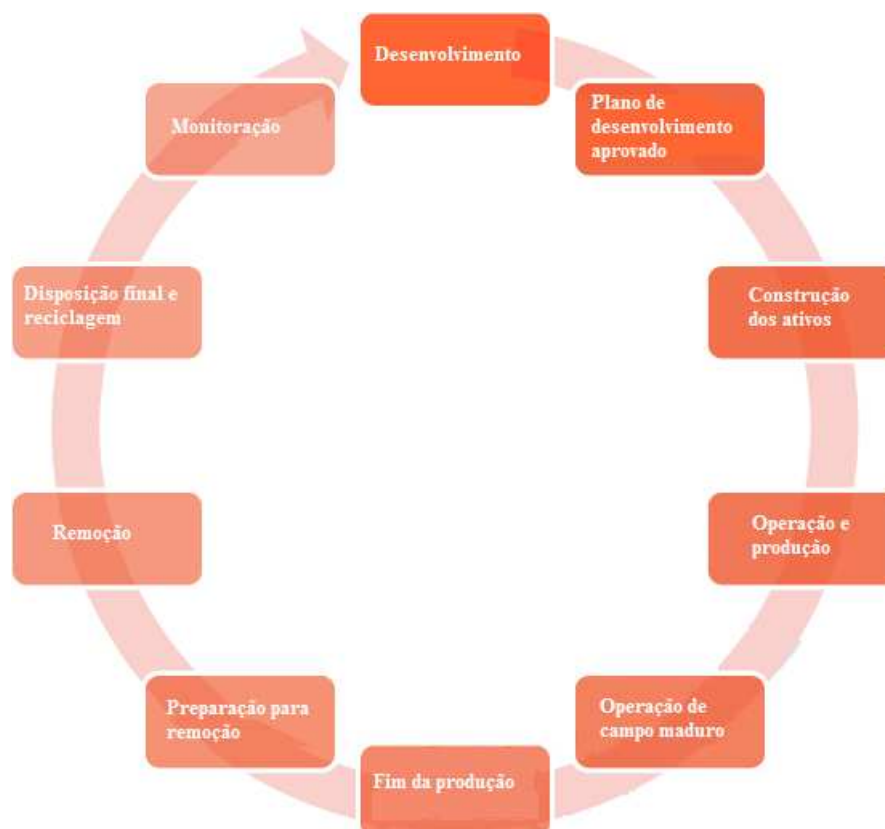


Figura 23: Fases do de-comissionamento
 Fonte: ARUP, 2017, p. 14 (consolidado pelo autor)

Nesta dissertação assume-se a definição de Forte (1998, p. 126) para os termos abandono, de-comissionamento, desativação, desmobilização, desmonte, *decommissioning* e *decom*: “são os processos realizados pelo operador de um campo de petróleo ou gás natural, [envolvendo as fases de] ganhar aprovação para implementar a remoção, a eliminação ou a reutilização de uma instalação quando esta não for mais necessária” (tradução do autor). Esse processo pode ser dividido em duas fases principais: a remoção das instalações e a disposição final. Abandono é a última fase do ciclo de vida de um campo submarino de petróleo, quando o operador, o estado e partes interessadas devem proceder tal qual prevê a legislação aplicável e os interesses econômicos envolvidos em relação às estruturas instaladas no mar, incluído o sistema de produção submarino.

Esta pesquisa aprofunda-se, mais adiante, nas alternativas de uso ou descarte desses equipamentos, além de apresentar as devidas repercussões dessa prática nos aspectos econômicos, ambientais, normativos, de engenharia e, finalmente, de gestão de projetos.

O Decom ganha importância diante do crescente número de campos em produção que se aproximam - ou já chegaram - do final do ciclo de vida. No MN existe indústria pujante de

Decom dada a idade avançada dos campos e a intensa atividade de extração de recurso mineral. A atividade de abandono, no Brasil, é recente para as empresas petrolíferas, para os agentes do governo, para o sistema financeiro, para os setores de defesa do ambiente e para a indústria local.

De acordo com a ARUP (2017, p. 14), no Reino Unido, a aprovação do Plano de Desenvolvimento de um campo de petróleo marítimo demanda estimativa de custos de de-comissionamento. Essas estimativas são atualizadas ao longo da vida do campo de petróleo e devem englobar a conformidade com todos os requisitos legais de de-comissionamento. Um típico plano de de-comissionamento começa em torno de 5 anos antes do final da produção esperado (esse período pode variar em decorrência de flutuação de preços do petróleo, novas tecnologias, estratégia empresarial, novas demandas de órgão reguladores entre outros aspectos com impacto na vida útil de um campo de petróleo). O de-comissionamento exige, além de custos, consideráveis esforços de gerenciamento de projetos e execuções em campo, conforme se pode ver no gráfico 6.

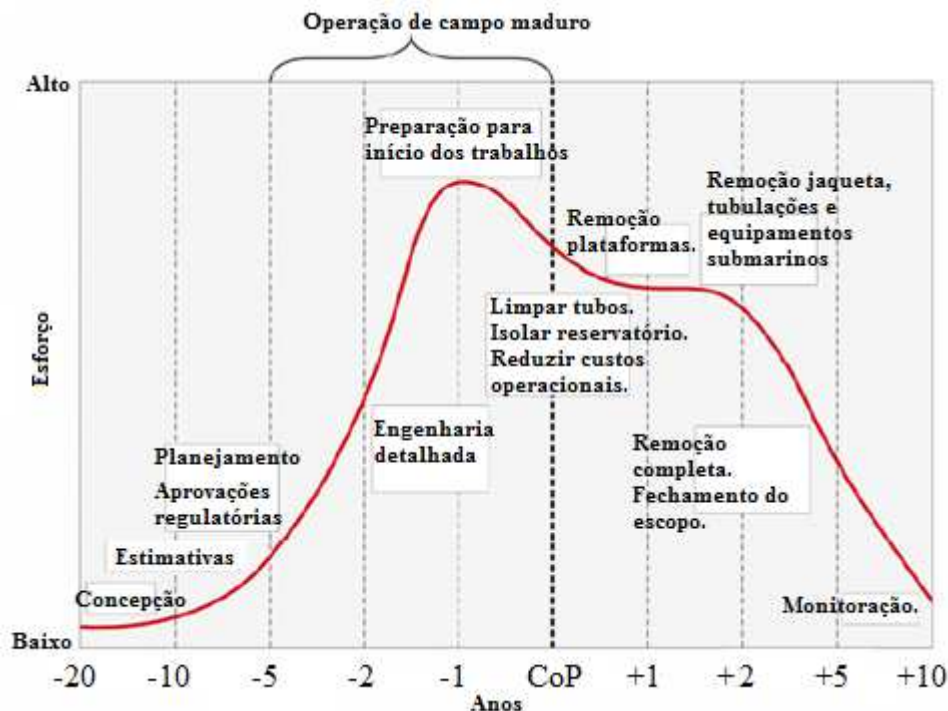


Gráfico 6: Esforços de abandono vs tempo
Fonte: ARUP, 2017, p.15 (tradução do autor)

A indústria de Decom movimenta somas elevadas. No Reino Unido, a previsão de gastos com Decom, até 2040, é de € 46 Bi, sendo € 43 Bi para os campos em fase final de produção e € 3 Bi para novos projetos que ainda entrarão em operação (OIL & GAS UK, 2015, p. 46). O

Decom, no Reino Unido, perfaz-se em indústria atrativa em termos de oportunidades de negócios, geração de empregos e desenvolvimento de tecnologias. Outras informações sobre a indústria de Decom no Reino Unido são apresentadas no panorama do abandono, mais à frente, ainda neste capítulo.

Existem, no Reino Unido, 265 *topside*s para serem de-comissionados até 2020. Do início das campanhas exploratórias do MN até o primeiro quarto de 2017, apenas 12% das instalações do MN foram de-comissionadas, sendo 55 plataformas fixas, 22 plataformas flutuantes, 3 GBS (*Gravity-Concrete Base Structure* - Jaqueta de concreto, tradução do autor) e mais 8 estruturas, totalizando 88 remoções. Destas apenas 7 obtiveram deferimento no pedido de *derrogation*⁴¹, e todas eram GBS, cada uma delas pesava mais de 200.000 toneladas (CAPRACE, 2017, p. 23).

A Bacia de Campos, que conta com 44 campos em fase de produção, até o final de 2015, e é responsável por 49% da produção nacional de petróleo e 19% da produção nacional de gás natural, apresenta declínio nos campos maduros. Dos campos da BC, 17 iniciaram a produção entre 1977 e 1985 e contabilizam, por isso, mais de 30 anos de atividade em 2015 (ANP, 2017c).

Existem temas relevantes que carecem de planejamento para atendimento aos requisitos de Decom de sistemas submarinos de produção. Muitos desses requisitos, pela complexidade e relevância, são verdadeiros desafios a serem superados. No Brasil, a remoção de equipamentos e estruturas montados em lâmina d'água de campos instalados em águas profundas e ultraprofundas é um desses desafios em termos operacionais, bem como a remoção de estruturas instaladas há muitos anos, a interferência entre equipamentos em desuso e sistemas em produção, os aspectos relacionados à destinação final desses equipamentos e a análise de risco operacional e ambiental de operações pioneiras.

Esforços de extensão da vida útil dos campos, e, por conseguinte, de sistemas de produção submarinos, embora gerem certa receita oriunda da produção adicional e posterguem a necessidade de custos com desmobilização, apresentam diversos riscos associados. O complemento desse quadro merece análise criteriosa de impacto ambiental de uma operação de de-comissionamento de um sistema submarino de produção, que deve ser executada a fim de propor a melhor opção para a disposição final de equipamentos submarinos em respeito aos dispositivos legais que disciplinam e protegem o ambiente.

⁴¹ Ver capítulo 2, subseção 2.3.1, p. 115 (OSPAR COMMISSION, 1992).

Levado em consideração toda a complexidade técnica de execução de Decom, adicionada a aspectos peculiares da legislação nacional, necessidade de infraestrutura, de mobilização da indústria e do cumprimento de acordos e resoluções internacionais, percebe-se no Brasil a existência de um cenário no qual o tratamento de desmobilização de sistemas de produção submarinos torna-se - na prática - abordagem caso a caso, não estruturada, ao partir-se de cada situação específica para o planejamento de ações no campo.

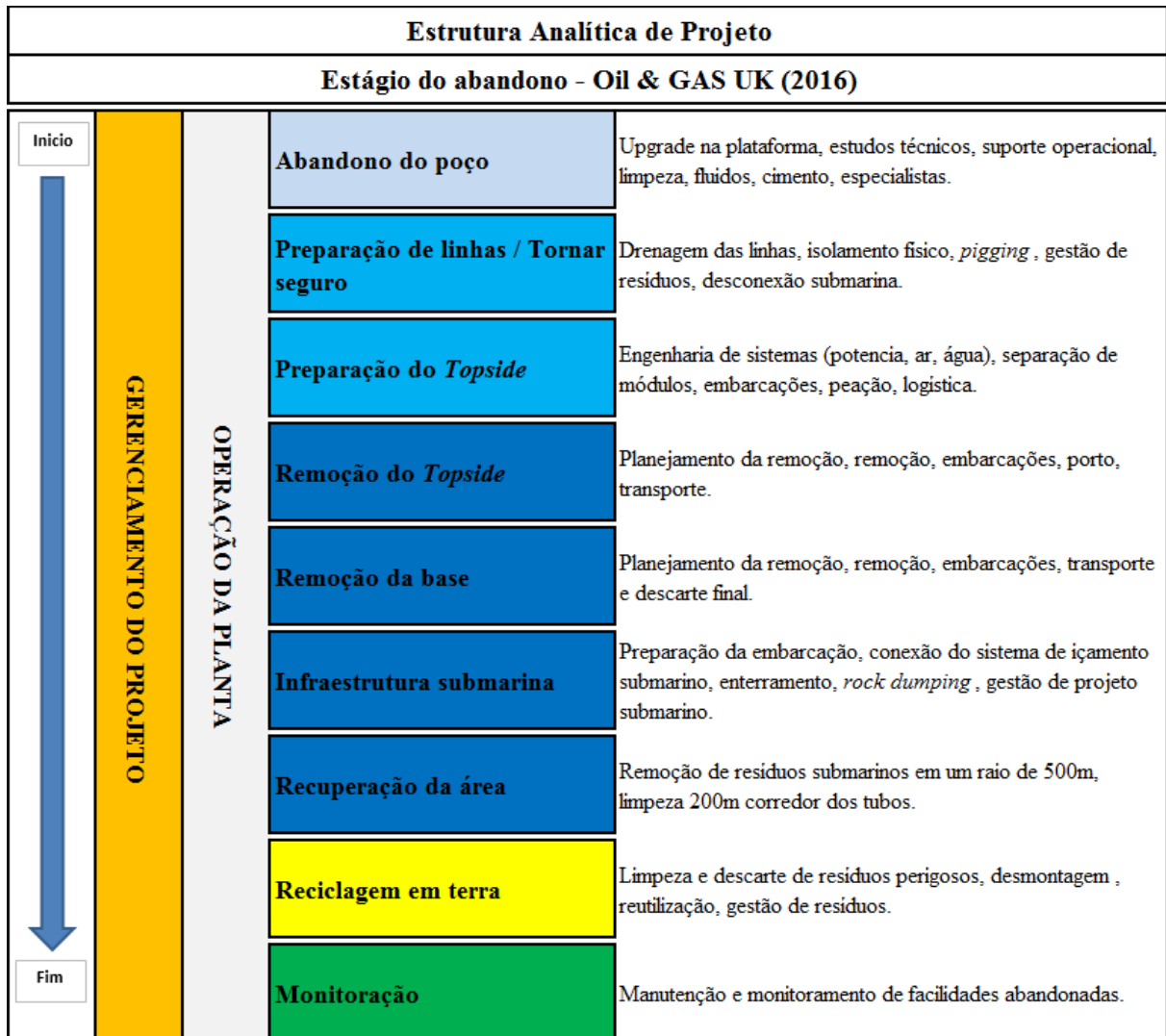
3.2 ASPECTOS OPERACIONAIS

Por ser uma indústria que movimenta bilhões de euros por ano, no MN existem algumas instituições que tratam do tema Decom naquela região, algumas inclusive de forma dedicada, mais adiante vamos discorrer sobre o papel de cada uma. Em 2016, o instituto Oil & Gás UK lançou o relatório *Norwegian Continental Shelf Decommissioning Insight* (visão do descomissionamento da plataforma continental norueguesa, que partilha a exploração do MN com o Reino Unido entre outras nações) onde, entre outras considerações, propõe uma estrutura analítica a ser usada como ponto de partida para projetos de Decom.

A operação de Decom é subdividida em sequência de atividades menores que deverão ser executadas, podendo os recursos, custos, escopo e tempo dessas atividades menores, merecerem o adequado orçamento e planejamento, como tradicionalmente se faz em gerenciamento de projetos.

No quadro 4, apresentado a seguir, vê-se uma Estrutura Analítica de Projeto (EAP)⁴² de Decom de uma plataforma fixa com um sistema de produção submarino. Esses requisitos devem ser refinados com os dados de uma instalação real e com o avanço de esforços de inicialização e planejamento do projeto.

⁴² Estrutura Analítica de Projeto ou *Work Breakdown Structure* - WBS (PMBOK, 2013, p. 153).



Quadro 4: EAP Decom
 Fonte: OIL & GAS UK, 2016 (consolidado pelo autor)

3.2.1 Métodos

Um importante aspecto que motiva a retirada de estruturas e equipamentos após o término do ciclo de produção de petróleo é o fator ambiental (existem outros fatores envolvidos na necessidade de abandono). Não obstante as necessidades de preservação do ambiente, o entendimento de melhor opção pode diferir radicalmente de acordo com o as partes interessadas envolvidas. Uma vez que as atividades de desmobilização enfrentam desafios de diferentes naturezas e existem segmentos com diferentes interesses, além da necessidade de ações multidisciplinares, é de se esperar que determinada opção de abandono que se mostra como a melhor alternativa para determinada parte interessada, não seja tão bem avaliada na perspectiva de outra parte.

Haverá análise de alguns métodos para que seja possível chegar à conclusão sobre o fim da produção e escolha do método de Decom, ao contemplar o estudo de como as partes interessadas se relacionam nessa etapa de ciclo de vida de um campo de petróleo submarino.

3.2.1.1 Ceasse of Production (CoP)

O CoP (*Ceasse of Production* - Término da Produção, tradução do autor) está relacionado a vários fatores, dentre eles financeiros, contratuais, estratégicos, além daqueles concernentes aos setores de pessoal e de mercado. Observe-se o gráfico 7 para um exemplo típico de curva de produção de um campo de petróleo submarino.

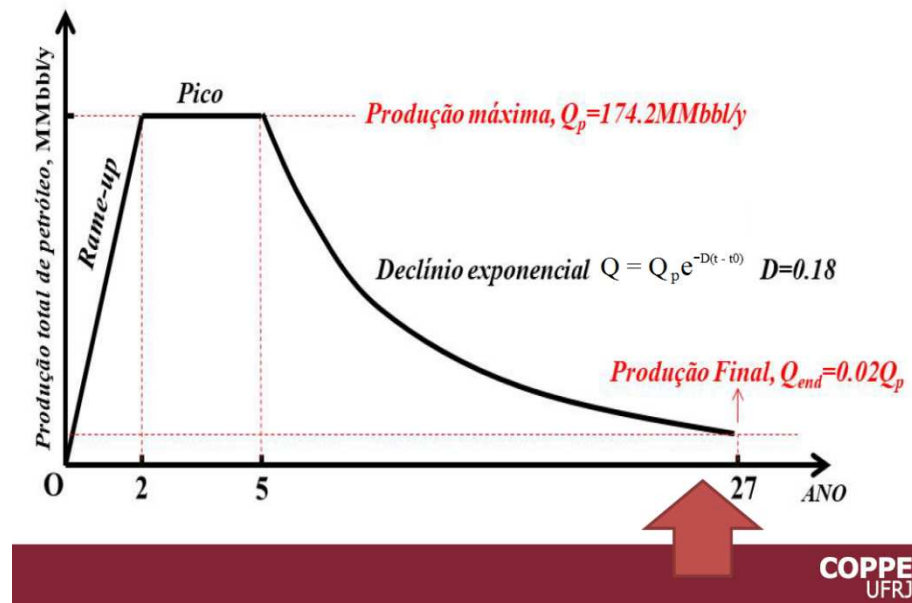


Gráfico 7: Exemplo de curva de produção vs tempo
Fonte: Caprace, 2017, p. 20

Nesse exemplo típico é possível inferir que existe a necessidade de decurso de, aproximadamente, dois anos para que o campo atinja produção máxima, período no qual contabilizar-se-á, conseqüentemente, maior retorno financeiro em termos de fluxo de caixa do projeto. A ascendência gradativa da produção deve-se a vários fatores técnicos e de análise de risco, bem como por vezes podem estar relacionados à necessidade de produção antecipada, ainda restando parte do desenvolvimento a ser feito. Em resumo, depende do projeto e da estratégia de cada campo de petróleo.

Após o atingimento do pico de produção, que perdura em torno de três anos, no exemplo percebe-se o registro de declínio. Essas curvas podem variar a depender da natureza do reservatório, tipo de instalação de produção e estratégia do operador do campo, mas em geral são curvas exponenciais descendentes da produção vs tempo. Nota-se, nesse exemplo, que em torno de 27 anos depois do início da produção comercial atinja-se a produção final, período no qual deverá ser tomada a decisão pelo fim da produção. Chega-se, portanto, a, aproximadamente, 2% da produção de pico do campo nesse momento. Entende-se, por tudo isso, que o retorno financeiro desse campo, nesse momento, é de 2% do retorno na fase de pico, com a devida exclusão de aspectos relacionados à variação cambial da moeda do país em que se produz, valor do preço internacional do petróleo, indexação dos financiamentos obtidos para CAPEX e OPEX do campo entre outras variáveis econômico-financeiras. Os operadores de campo de petróleo, pelas razões de interesse comercial, apresentam tendência de manter em sigilo algumas informações financeiras de projetos de obtenção de petróleo.

Sob o aspecto técnico das instalações, sabe-se que com o passar dos anos os custos de manutenção aumentam, principalmente em função do tempo de uso de equipamentos instalados, problemas de corrosão, questões relacionadas ao avanço tecnológico (fabricantes param de fabricar determinadas linhas de peças e equipamentos, forçando a compra de componentes diferentes dos originais, levando à necessidade de intervenções na planta no entorno do equipamento), quebras e necessidades de reparos passam a ser mais frequentes e a necessidade de modernização de plantas e instalações, muitas vezes com elevados custos, passam a ser necessárias, isso sem contar com o custo da suspensão de produção durante certas avarias em componentes do sistema de produção.

Sob o aspecto de pessoal operacional é possível inferir que esses custos apresentam a tendência de aumento em decorrência de maior obrigação de manutenção e intervenção, bem como necessidade de pessoal qualificado em novas funcionalidades implementadas para estender a produção, para modernizar a planta ou por premência de novas regulamentações implementadas ao longo do ciclo de vida de um campo de petróleo. Deve-se considerar que uma campanha de extração de petróleo no mar leva algumas décadas e que o marco regulatório da atividade tem grandes chances de mudar em algum aspecto nesse período.

Sob o aspecto de contratos, deve-se lembrar que o contrato de concessão de um campo de petróleo normalmente tem cláusulas e prazos que podem levar ao retorno da área concedida ao estado. Caso este contrato seja rescindido a produção teria fim, salvo caso o estado decida continuar a produção com outro operador.

Em termos financeiros e de mercado observamos que o financiamento de operação de um campo de petróleo está relacionado à capacidade de o operador obter os recursos para pagar funcionários, custos técnicos, financiamento de investimentos assumidos, obrigações financeiras com o governo do estado que cedeu a região para produção, bem como outras obrigações financeiras acessórias. Contribuem para o CoP o esgotamento de reservas financeiras do projeto, eventual queda no preço do petróleo por período prolongado, o grau de aversão ao risco das instituições financeiras bem como eventuais necessidades impossíveis de serem suportadas pelo projeto (avarias causadas por furacões, incêndios, explosões etc.). Ver no gráfico 8 os fluxos de caixa de um projeto de extração de petróleo no mar.

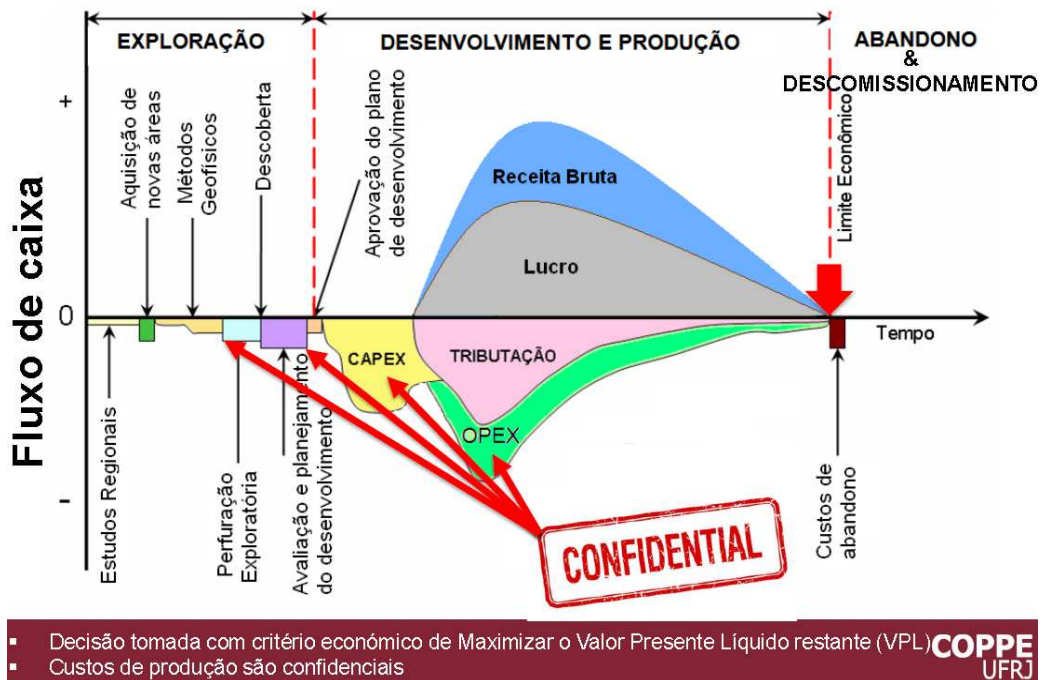


Gráfico 8: Fluxo de caixa vs tempo
Fonte: Caprace, 2017, p. 45

Esforços técnicos e operacionais normalmente são feitos no final da vida útil de um campo de petróleo no sentido de maximizar o retorno econômico dele, no entanto em algum momento chega-se ao ponto em que não é mais possível obter petróleo de forma viável, dado o desequilíbrio entre custos e receita de determinado projeto, levando a fluxos de caixa negativos. Essa configuração de fim de retorno econômico de um campo de petróleo pode influenciar a tomada da decisão do momento em que o CoP deve ocorrer.

O CoP não é escolhido unicamente pelo preço do petróleo e de variáveis econômicas. Para ativos mais velhos o CoP pode ser incentivado por desafios de manutenção de integridade de equipamentos e estruturas, ou pode ser dependente da economia de outros campos interligados: em alguns casos, os operadores podem continuar a produção com determinada infraestrutura subeconômica porque ela atua em conjunto com outros campos.

Estrategicamente as partes interessadas em campanhas de extração de petróleo movimentam-se no sentido de maximizar os resultados e atender a interesses no tocante ao CoP. Operadores, em especial, são normalmente os que iniciam o processo que culmina com a decisão sobre a CoP, uma vez que são eles que arcam com as perdas financeiras de uma produção antieconômica em determinadas configurações de preço de petróleo, produção do campo, reservas existentes no campo, OPEX, CAPEX e demais aspectos já tratados acima.

Uma vez definido a CoP, deve-se proceder a escolha do método de abandono.

3.2.1.2 Melhor Opção de Engenharia (MOE)

Observa-se, no tocante às opções de desmobilização, os principais grupos de interesses que deverão ser considerados na análise de opções de desmobilização são: “Ambiental, Saúde e Segurança, Financeira e Política” (MEENAN, 1998). Assim, cada um desses grupos de interesse defenderá a visão de “melhor opção” para as alternativas de desmobilização, podendo haver, ou não, acordo entre elas. Assim, as opções, enquanto viáveis, seriam: melhor opção ambiental, melhor opção de segurança, melhor opção financeira ou melhor opção política. Um exemplo bastante ilustrativo da interação desses e de outros grupos ocorreu no projeto de Decom da plataforma Brent Spar, no Reino Unido, que será demonstrado no item 3.4.2, p. 226.

A metodologia para consolidar e unificar a definição de uma “melhor opção” é o uso do conceito de Melhor Opção de Engenharia (MOE). A MOE busca conciliar os diferentes interesses, bem como os requisitos analisados, ao apontar a opção que melhor atende a todo o conjunto de forma geral (MEENAN, 1998).

A determinação da MOE ocorre por meio de uma análise de matéria e energia, com os fluxos financeiros correspondentes, para diferentes cenários de desmobilização a cada um dos elementos de um sistema marítimo de produção de óleo e gás.

Como Meenan (1998) destaca, o fluxo dos processos industriais normalmente implica no uso de energia e materiais crus para produção de produtos de maior valor, gerando resíduos que, por sua vez, prescindem providências e tratamento. Os processos de desmobilização seriam um exemplo desse processamento industrial e, por sua vez, também apresenta resíduos e envolve impactos ambientais. Na visão da autoridade em meio ambiente do Brasil (IBAMA, 2017b) à análise de opções de desmobilização deve considerar os seguintes aspectos:

- a) Passivo ambiental já existente;
- b) Ausência de normatização específica;
- c) Espécies exóticas bioinvasoras;
- d) Resíduos especiais;
- e) Destinação de sucatas e inservíveis;
- f) Custo x Preparação insuficiente;
- g) Assimilação da “cultura de respeito ao ambiente”;
- h) Recuperação / Restauração ambiental;
- i) Como, o que e onde monitorar?;
- j) Responsabilidades em campos maduros; e
- k) Responsabilidades em campos devolvidos.

Um ponto relevante a essa questão é a possibilidade de reciclagem de materiais obtidos em algumas das opções de desmobilização. Em essência existem dois grandes grupos de opções:

- 1) Retornar as estruturas à terra e reciclar os materiais, no qual o custo, consumo de material, energia, recursos financeiros, emissões e outras implicações para o desmonte da estrutura, transporte para costa e reciclagem precisariam ser calculados; e
- 2) Abandonar os equipamentos *in situ*. Neste caso, é necessário analisar impactos do material, de energia e de implicações financeiras, incluindo ainda a análise das implicações de produzir a mesma quantidade de produtos que poderiam ser fabricados caso os materiais fossem reciclados.

Segundo Fowler et al. (2014) o processo de tomada de decisão para desmobilização de estruturas em campos de petróleo submarino é controverso porque afeta um grupo de diferentes partes interessadas (*stakeholders*). O estudo das teorias, ao identificar métodos básicos, simplificam demasiadamente o problema. O resultado é a perda de informações, justamente por

não considerar adequadamente o conflito dos objetivos, sugerindo, assim, abordagem multicritério para escolha da opção de desmobilização a ser utilizada. Poderíamos citar como partes interessadas em todo esse processo, porém sem limitar-se a elas: as empresas operadoras dos campos de petróleo, os contribuintes, o governo, a indústria pesqueira, usuários do mar, dentre outros.

Para melhor uso de sua metodologia, Fowler et al. (2014) fazem uma análise das principais opções de desmobilização encontradas por eles na literatura. A figura 24 mostra as alternativas propostas.

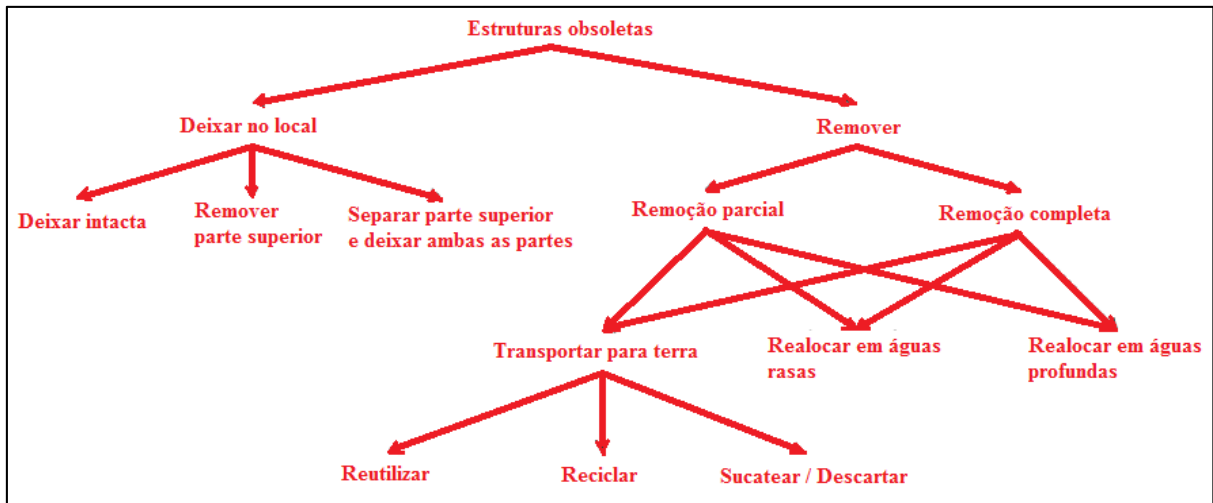


Figura 24: Alternativas para Decom
Fonte: Fowler et al., 2014, p. 38 (tradução do autor)

Consolidados os critérios que deverão ser analisados em cinco grupos, (ambiental, financeiro, socioeconômico, saúde e segurança, requisitos adicionais de *stakeholders*), Fowler et al. (2014, p. 22) analisaram as diferentes opções de desmobilização. Os critérios utilizados pelos autores estão ilustrados no quadro 5.

Ambiental	Financeiro	Socioeconômico	Saúde & Segurança	Preocupações adicionais de stakeholders
<ul style="list-style-type: none"> • Uso de energia • Emissões de gás • Contaminação • Produção de biomassa • Habitat para recifes • Aumento da diversidade • Proteção contra pesca de arrasto • Perda da comunidade desenvolvida • Facilitação de doenças • Alteração da rede trófica • Alteração de regimes hidrodinâmicos • Danos ao habitat por espalhamento de detritos • Danos às comunidades de fundo mole 	<ul style="list-style-type: none"> • Mobilização de barcos de suporte • Pessoal • Processamento em terra • Criação de aterros • Reposição de materiais para construção • Monitoramento da estrutura deixada no local • Manutenção da estrutura deixada no local • Responsabilidades sobre danos aos ativos e ao pessoal 	<ul style="list-style-type: none"> • Impostos nas concessões • Oportunidades de empregos • Estímulo econômico • Impactos culturais • Acesso público • Opinião pública 	<ul style="list-style-type: none"> • Riscos à navegação • Riscos à pesca • Colisões • Exposição à lama de perfuração • Exposição a materiais tóxicos utilizados na construção 	<ul style="list-style-type: none"> • Acesso pela pesca comercial • Oportunidades de pesca recreativa • Oportunidades para mergulho recreativo • Leito marinho limpo • Vistas desobstruídas do oceano

Quadro 5: Critérios para Decom *offshore*
 Fonte: Fowler et al., 2014, p. 10 (tradução do autor)

Consideradas as diferentes configurações de interesses envolvidos, legislações locais e mesmo restrições técnicas ou de projeto que possam constituir em cada categoria de instalação submarina, é importante entender que nem sempre todas as opções serão viáveis (ou sequer farão sentido em determinado contexto) para todas as instalações de produção. Para qualquer componente de um sistema de produção submarino, as opções acima devem ser acomodadas de forma a acolher: (1) o tipo de instalação que está sendo analisado e (2) as condições de instalação, sempre em conformidade com os contratos de cessão de direito de exploração de determinada área e licenças ambientais, dependendo da forma como cada estado normatiza a atividade.

Alguns aspectos importantes a serem observados, conforme visão da Petrobras:

- (1) a definição de uma metodologia exata permitirá o melhor planejamento da indústria, a fim de buscar equilíbrio na proteção ambiental, o menor risco operacional e a viabilidade técnica e econômica;
- (2) as melhores práticas (internacionais) devem

ser percebidas ao considerar as adequações necessárias ao cenário nacional. (3) existe a necessidade de definição e / ou orientação de frequência e escopo do monitoramento pós-de-comissionamento. (4) é importante a participação dos *stakeholders* (operadoras, prestadores de serviço, ANP, IBAMA, Marinha, meio acadêmico, associações, ONGs...) no processo, incluindo a construção da metodologia e em estudos de avaliação de riscos e impactos, tanto do abandono *in situ* como de recuperação total/parcial; (5) a capacidade do mercado para armazenar, processar e reciclar os equipamentos e dutos a serem removidos, assim como o tratamento de resíduos gerados, deve ser levada em consideração na decisão pela remoção parcial ou total e a definição do prazo de retirada e (6) a utilização de estruturas para usos mais nobres do que o sucateamento, como reaproveitamento ou utilização como recifes artificiais, devem ser consideradas e incentivadas (PETROBRAS, 2016, p. 18).

3.2.2 Classificação dos Sistemas

Com a finalidade de estudo de Decom pode-se classificar os sistemas de produção marítimos da seguinte forma (RUIVO; MOROOKA apud PRADO, 2015, p. 12).

- a) *Topsides*;
- b) Jaquetas (plataformas fixas);
- c) UEPs (plataformas flutuantes, ancoradas e atirantadas);
- d) Equipamentos Submarinos; e
- e) Poços.

Existem outras formas de classificar os sistemas de produção submarinos para efeito da fase de abandono como a classificação de Caprace (2017, p. 15-17): *Well Plug & Abandonment* – P&A (Tamponamento do poço e abandono, tradução do autor), Plataformas (fixas e flutuantes) e Equipamento Submarino (*Manifold*, PLET, PLEM, *X-tree*, *flowlines*, *pipelines*, *risers*). Como ambas as formas são muito semelhantes, a pesquisa optou por adotar a de Ruivo e Morooka, por ser mais abrangente.

3.2.2.1 Topsides

Os termos *topside*, *deck* ou plataforma referem-se à estrutura na qual ocorre o processamento (em alguns casos o armazenamento) de óleo e gás na planta de produção. É também a partir desta estrutura que costumam ser administrados os produtos químicos necessários às operações de produção bem como equipamentos vitais para o funcionamento de uma plataforma e o sistema de produção submarino: compressores de gás, turbinas ou motores

que acionam geradores de energia, separadores, trocadores de calor, guindastes, destiladores, tanques, toda a estrutura de resgate (botes, baleeiras etc), *helideck*, bombas de injeção de água, *flare*, acomodações, além de demais equipamentos e sistemas. A complexidade da planta e de equipamentos dependerá do tipo de operação realizada na unidade (por exemplo, armazenamento, processamento de gás, separação de impurezas do óleo cru, intervenções submarinas, etc.), e a estrutura de casario e resgate dependerá principalmente da quantidade de pessoas acomodadas. A figura 25 mostra duas *topside*.

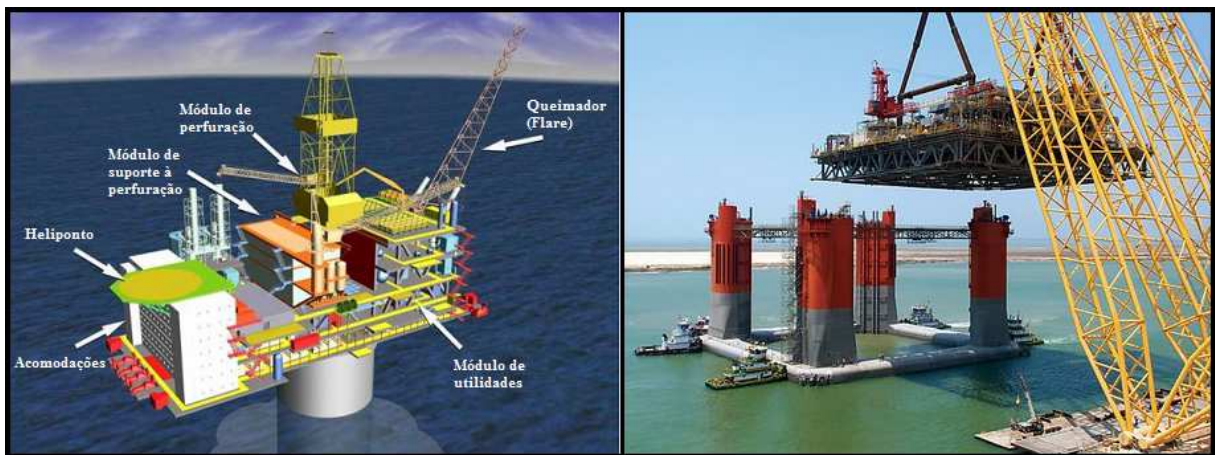


Figura 25: *Topside*

Fonte: 2b1 st consulting, 2017 (consolidado pelo autor)

Expressivo número de estudos sobre Decom é de origem britânica. Lá, existe predominância de instalações em águas rasas com o uso de plataformas fixas. Por esse motivo a literatura técnica divide claramente a estrutura de uma plataforma de petróleo em *deck* e *jaqueta*.

Os *Floating Production, Storage & Offloading* (FPSO) e *Floating and Storage Offloading Unit* (FSO) são normalmente construídos com base em um casco de navio petroleiro ou mesmo adaptados a um navio existente, sendo essas as soluções utilizadas em águas profundas e ultraprofundas, como na BC: assim surge desenho no qual o *topside* se confunde com a própria embarcação que o suporta. Essas unidades de produção sem *jaqueta*, ou UEPs (Unidades Estacionárias de Produção), normalmente ancoradas no fundo, possuem complexidade notadamente menor em termos de Decom, tanto em termos de desmontagem quanto em transporte.

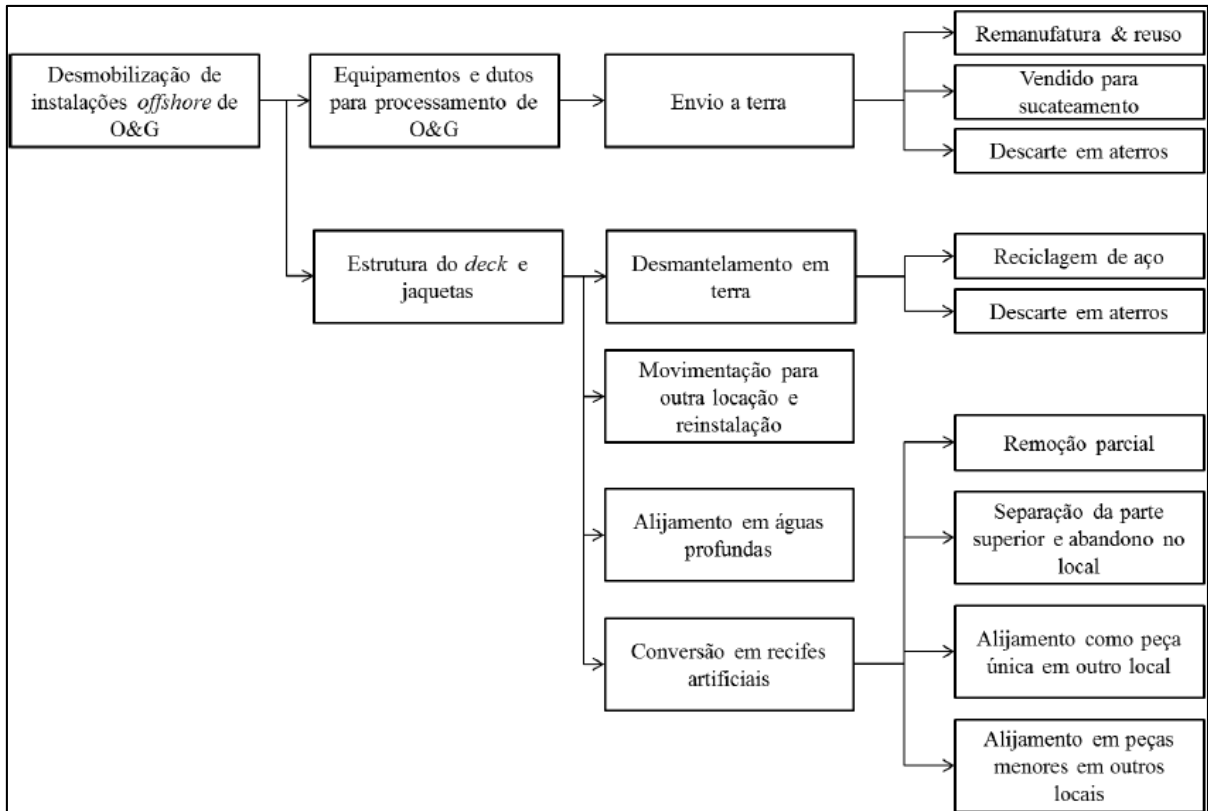
As plataformas fixas, com *topside* e jaqueta, podem ser montadas em um único módulo ou podem ser montadas em vários módulos menores, a depender de restrições de projeto, transporte e içamento no mar. Esses *decks* de módulo único podem pesar até 3000 toneladas quando finalizado, seco, sem carga nem provisões operacionais. Já as *topside* construídas com módulos (SMP – *Super Modular Packages*) podem chegar a 5000 toneladas de peso seco, montadas sobre estrutura integrada (*ID – Integrated Deck Structure*). As do tipo SMP somente foram possíveis após a concepção de embarcações com enorme capacidade de içamento no mar (MEENAN, 1998).

Destaque-se que em qualquer modalidade de de-comissionamento presente nesta dissertação está implícito a necessidade de conformidade com a legislação ambiental pertinente, especialmente quanto aspectos relacionados a remoção de todos os produtos e materiais danosos, perigosos ou aqueles de liberação proibida ao ambiente.

O *topside* pode ser entendido como estrutura capaz de suportar equipamentos que são usados para as necessidades operacionais da produção de O&G. Pelo aspecto construtivo o Decom pode ser classificado em dois grupos distintos: o aplicado à estrutura do *deck* e o aplicado à planta e equipamentos instalados nele.

Os equipamentos do *topside* podem ser desconectados de sistemas e removidos para, então, seguir conforme o fluxo demonstrado no quadro 4 (p. 141), na qual, uma vez em terra, podem ser reutilizados, reciclados ou sucateados/descartados. Essa análise para suporte à decisão é um exemplo simples de aplicação do fluxo de Fowler et al. (2014, p. 38) à decisão sobre Decom.

A remoção da estrutura do *deck* apresenta mais alternativas que variam conforme o estado dela, peso total, dimensões, aspectos construtivos. Leva em conta, ainda, se é modular ou não entre outras variáveis. O *deck* pode ser removido e reutilizado em outro campo de petróleo, aqui cabe observar aspectos de compatibilidade e necessidade de *upgrades* dele. O *deck* pode ser alijado, observados os requisitos de legislação aplicável tanto local quando em termos de acordos internacionais firmados. O *deck* pode ser usado para criar recifes de corais artificiais, o que constitui espécie de alijamento ecologicamente correto, se aprovado pela autoridade ambiental competente. O *deck* pode ser removido e transportado para terra para reaproveitamento dos materiais e descarte do que for inservível. As opções de abandono do *topside* estão exemplificadas no fluxograma 1.



Fluxograma 1: Fluxo de Decom de *topside*
 Fonte: Prasthofer apud Prado, 2015, p. 15

O de-comissionamento da estrutura de um *deck* também pode ser feito em um único içamento do bloco completo: essa opção depende, principalmente, de aspectos construtivos do *topside*, capacidade de içamento, do peso total da plataforma e da capacidade de transporte no mar. A principal vantagem do içamento de bloco único é a redução no tempo de operação, que significará custos menores nos valores de aluguel diário de embarcações, guindastes e menor volume de trabalho. A principal restrição, no entanto, é a capacidade de içamento de guindastes disponíveis. O destino de um *deck* removido em içamento único deve ser cuidadosamente planejado também.

A remoção dessa estrutura do *topside* também pode ser módulo a módulo no caso dos SMP: essa é uma variação do içamento único, sendo que em vez de içar todos os módulos de uma vez, pode-se içar um a um e pousá-los em uma barcaça ou embarcação com o convés adequado. Um pouco mais de tempo do que o içamento único é necessário, mas menos tempo que as demais opções.

O desmonte do *deck* em ordem reversa evita maior risco do içamento único, que é viabilizado por grandes cargas suspensas no mar. Questões relacionadas ao tempo de operação,

a impossibilidade de interromper a operação em determinados momentos, independentemente das mudanças climáticas elevam o risco desse tipo de operação. Em contrapartida o tempo necessário é significativamente maior nessa modalidade. Ver pela figura 26 o içamento de um *topside*.



Figura 26: Içamento único de topside
Fonte: Power Technology, 2013

O modo remoção peça a peça é o mais demorado de todos, pois adiciona riscos pela operação de cortar e desmontar o *topside* no mar. Pode ser feito usando os próprios guindastes da unidade, necessitando apenas a embarcação para levar as peças que são retiradas. Nessa modalidade os custos são elevados em decorrência do tempo que os ativos devem estar à disposição da operação para execução de remoção peça por peça.

3.2.2.2 Jaqueta

Quando se retira o *topside* de uma plataforma fixa resta a base ou jaqueta. Estudos de opções para a remoção de jaquetas devem levar em consideração o peso da estrutura a ser removida, o material da estrutura, a profundidade em que estão fixadas, se está enterrada ou assentada no solo marinho, o efeito de sucção na hora do içamento e o material de que é feita (aço ou concreto). A norma brasileira ANP 27/06 exige que estruturas instaladas em profundidade inferior a 80 m e peso até 4.000 toneladas sejam removidas completamente. Para o caso de remoção parcial, deve ser garantida a liberdade e a segurança de navegação de ao menos 55 metros acima da estrutura abandonada. Na figura 27 pode-se ver o conjunto jaqueta e *topside* com alguns detalhes.

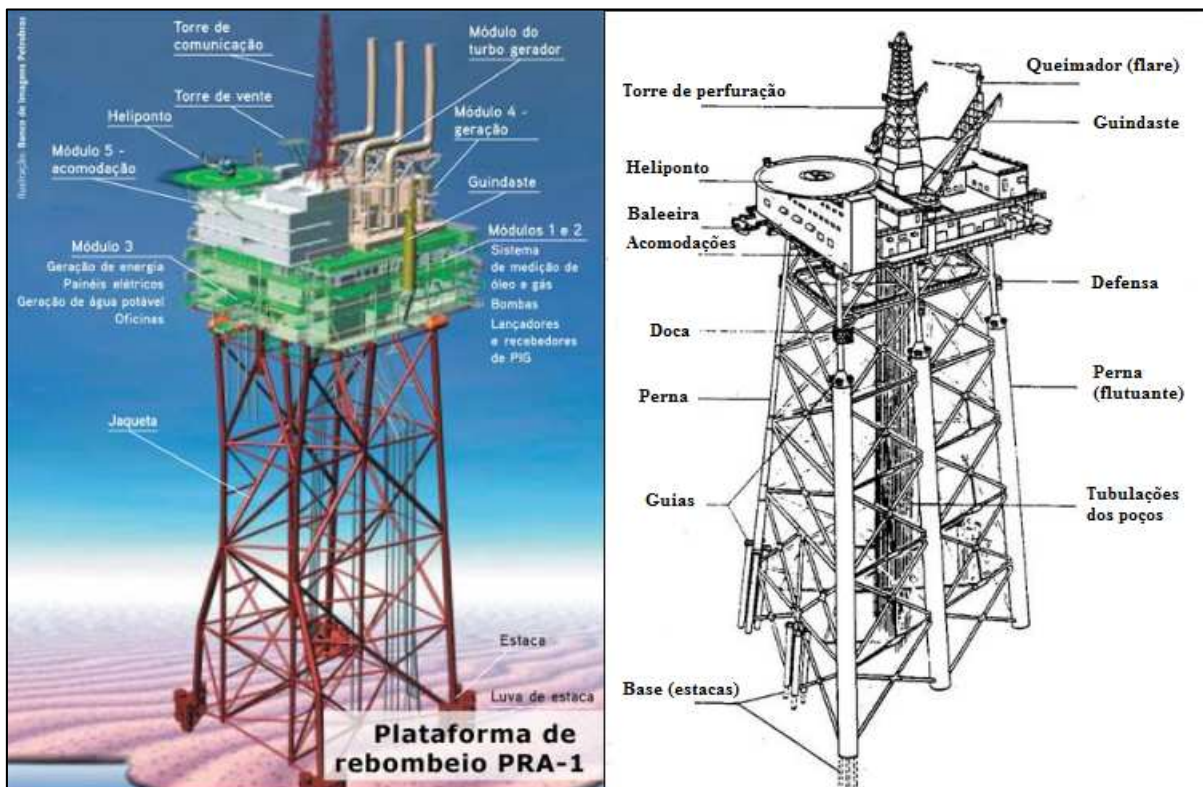


Figura 27: *Topside* e jaqueta
Fonte: Petrogasnews, 2017 (consolidado pelo autor)

Algumas jaquetas são feitas de concreto e podem ter peso mais de duas vezes maior do que uma jaqueta de aço equivalente. São bem menos numerosas e existem em maior número no MN. Uma das opções para Decom desse tipo de jaqueta é flutuá-las e alijar em abismos

oceânicos. Ainda é preciso enfrentar o problema da remoção do lastro e da liberação de uma estrutura dessa dimensão e peso em alto-mar, bem como aspectos relacionados à integridade do bloco estrutural durante a flutuação/içamento.

São três as alternativas para Decom de jaquetas: deixá-la no lugar, remoção parcial ou remoção completa. A MB exige demarcação de todas as estruturas instaladas em AJB⁴³: em caso da opção de deixar a jaqueta *in situ*, além da necessidade de estar em conformidade com as autoridades ambientais e contratos de concessão, a MB deve ter seus requisitos atendidos para que essa modalidade seja utilizada: as jaquetas também podem ser aproveitadas para instalação de equipamentos metro-oceanográficos ou mesmo moinhos de vento para geração de energia eólica, como no exemplo da figura 28.



Figura 28: Geração eólica
Fonte: Offshorewind.biz, 2017

Mais uma alternativa para o aproveitamento das jaquetas *in situ* é a transformação delas em recifes artificiais. Essa solução já foi adotada no golfo do México.

[...] desde criação do programa (1985) até julho 2015, 470 plataformas foram transformadas nas costas de 5 Estados Americanos (Alabama, Flórida, Lousiana, Mississippi & Texas). Estudo do CMI (*Coastal Marine Institute*) mostra que uma

⁴³ Águas Jurisdicionais Brasileiras.

jaqueta de aço de 8 pernas chega a abrigar 12.000 a 14.000 peixes. As estruturas danificadas por furacões ou com falência estrutural não são aceitas pelo governo norte-americano para essa finalidade (CAPRACE, 2017, p. 42).

No MN, até 2009, aproximadamente 50 plataformas foram transformadas em recifes artificiais nas costas da Alemanha, Dinamarca, Espanha, França, Holanda, Noruega, Portugal, Suécia e Reino Unido (CAPRACE, 2017, p. 42).

Na modalidade de remoção parcial verifica-se, além da opção de criação de recifes artificiais, o tombamento simples no leito marinho, além do corte da parte superior e disposição no fundo como ilustrado na figura 29. Na modalidade *ex sito* é possível fazer o corte de seções sucessivas e o posterior transporte das partes.

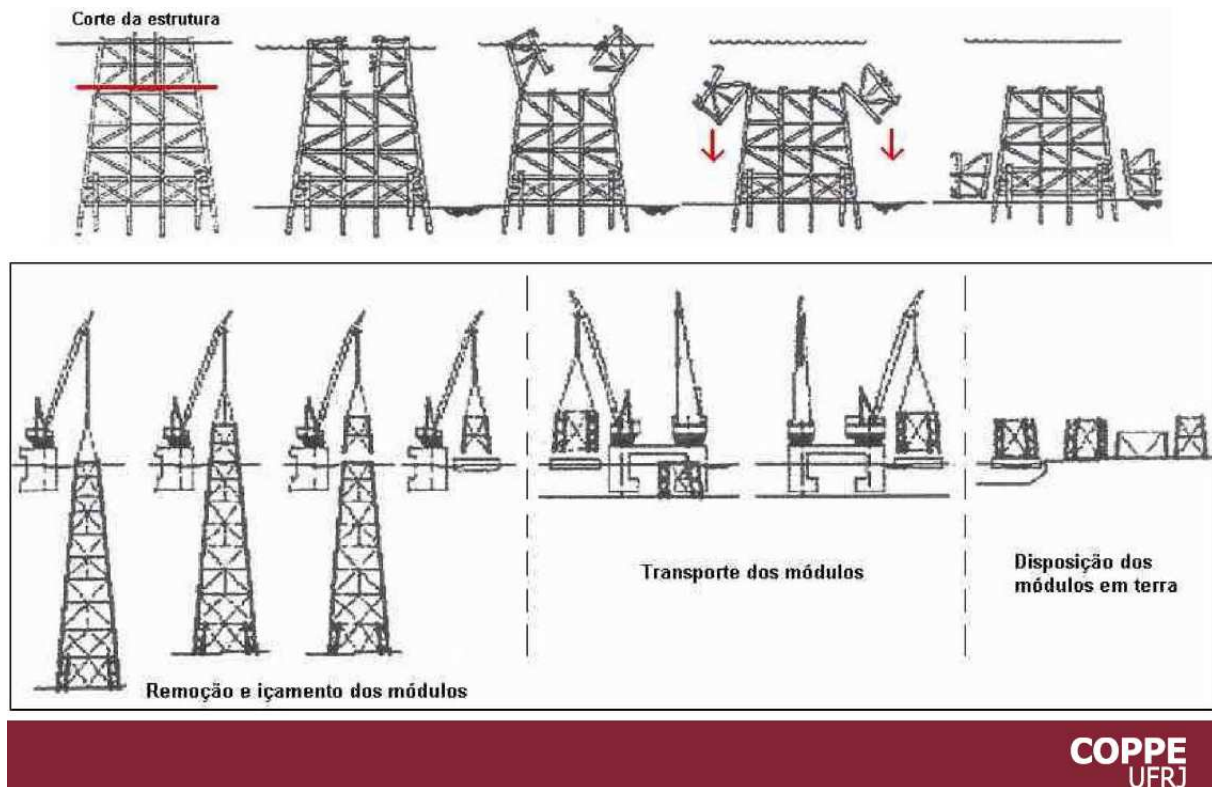


Figura 29: Abandono de jaqueta *in situ*
Fonte: Caprace, 2017, p. 89

A remoção total implica no fluxo similar ao que usamos para o *topside*: reciclagem em terra, alijamento em águas profundas (atendida às normas locais e tratados internacionais) ou

reaproveitamento, como base para equipamentos científicos de pesquisa, para a produção de energia ondomotriz⁴⁴, alojamento de corais e recifes artificiais seriam algumas das aplicações.

Na Noruega, restaurantes e mesmo portos já foram construídos usando jaquetas de plataformas. As opções de Decom de jaquetas *ex situ* exigem transporte, apresentam custo mais elevado, porém são mais ambientalmente corretas em muitos casos. Ver na figura 30 um exemplo de aplicação *ex situ* de jaqueta (e parte dos módulos de acomodações) de uma plataforma: o restaurante *Rem Eiland*, em Amsterdã.



Figura 30: Abandono de jaqueta *ex situ* - restaurante REM
Fonte: Rem Eiland, 2017

Nos quadros 6, 7 e 8, apresentados a seguir, pode-se observar as vantagens e desvantagens do abandono de jaquetas, nas 3 modalidades mencionadas, pela análise de Caprace (2017).

⁴⁴ A energia das ondas ou ondomotriz, provém do aproveitamento das ondas oceânicas. É uma energia “limpa”, isto é, sem quaisquer prejuízos ao ambiente (ENERGIAS RENOVÁVEIS BRASIL, 2017).

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

Quadro 6: Abandono de jaqueta – *In situ*
Fonte: Caprace, 2017, p. 87

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

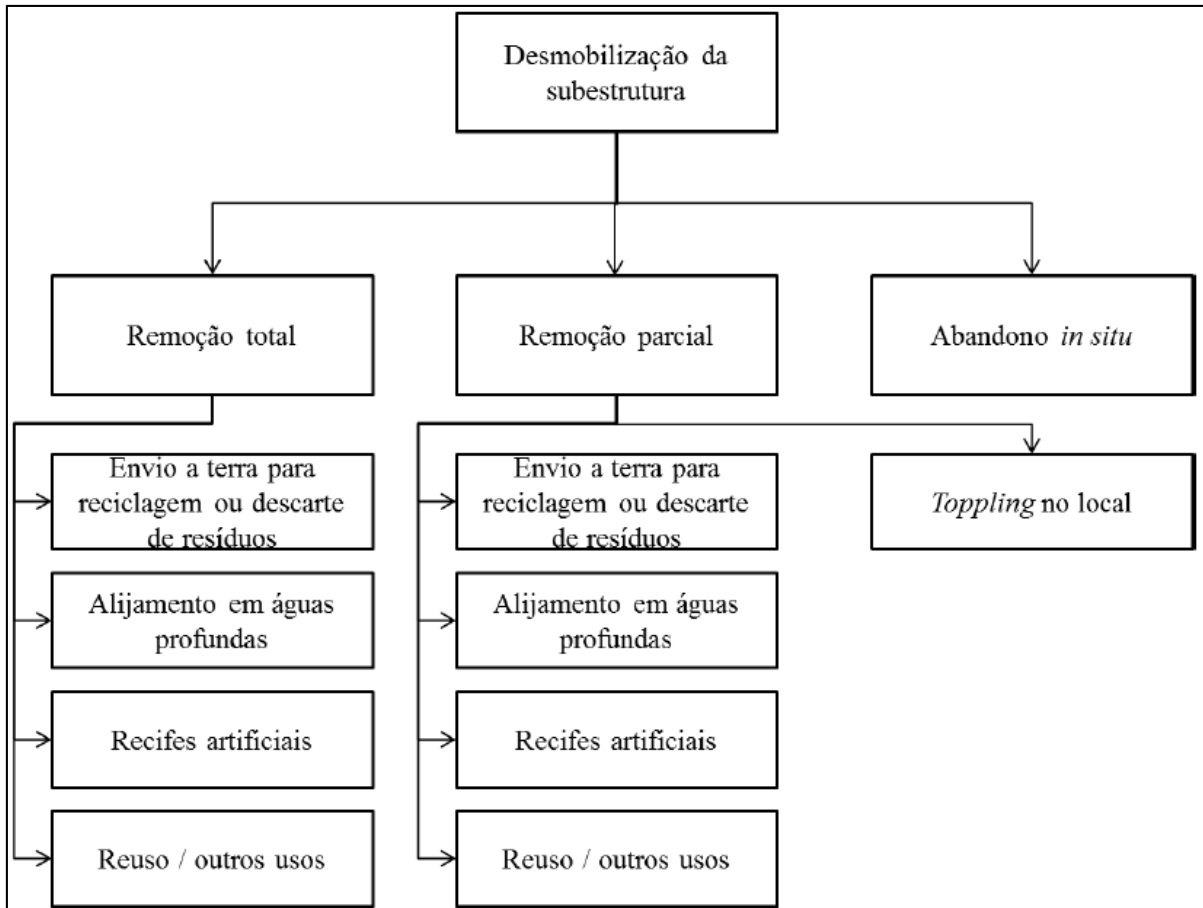
Quadro 7: Abandono de jaqueta – *Pars*

Fonte: Caprace, 2017, p. 90

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

Quadro 8: Abandono de jaqueta – *Ex situ*
Fonte: Caprace, 2017, p. 93

O abandono de instalações *offshore* de produção de petróleo é por natureza uma atividade de grandes riscos: é possível haver colisão, queda, explosão, afundamento, colapso de estruturas, acidente pessoal, acidente ambiental dentre outros. Essas possibilidades devem-se à característica inerente a esse tipo de atividade, na qual existe a previsão de muitas tarefas executadas em alto-mar, com o potencial de haver liberação de energia, o que atua de maneira preponderante para o aumento desses riscos de depreciação das instalações, os aspectos de projeto, as condições ambientais dentre outros fatores. Nesse tipo de operação a avaliação de fatores de segurança, saúde e riscos operacionais ganha relevância. Vê-se no fluxograma 2 a disposição das opções de abandono de jaquetas.



Fluxograma 2: Fluxo de Decom jaqueta
 Fonte: Pittard apud Prado, 2015, p. 19

3.2.2.3 Unidade Estacionária de Produção (UEP)

Trata-se dos outros tipos de *topside*. Fazem parte do grupo das Unidade Estacionária de Produção (UEPs): *Floating Production Facilities* (FPF) e *Floating Production Systems* (FPS), que basicamente fazem a separação inicial do óleo cru; *Floating Production, Storage and Offloading Systems* (FPSO), que realiza o processamento da produção e tem capacidade de armazenamento. Se fizerem perfuração adiciona-se o “D” à sigla (*drilling*); *Floating Storage Offloading Systems* (FSO), que se trata de um FPSO que não processa o óleo cru; *Floating Storage Units* (FSU), unidade de armazenamento sem processamento; *Single Buoy Mooring Facilities* (SBM), boia de descarga de produção e *Tension Leg Platform* (TLP), que são as plataformas de pernas atirantadas. Ver na figura 31 alguns tipos de plataformas.

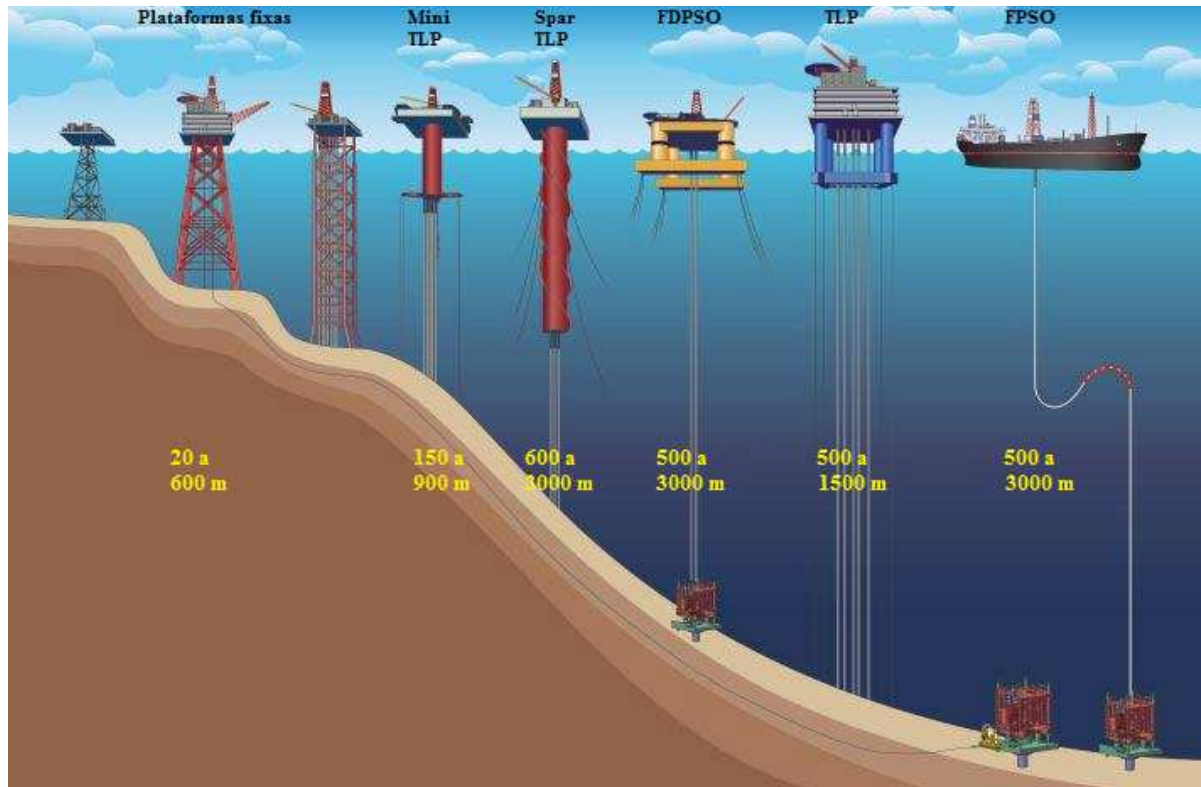


Figura 31: Tipos de plataformas
Fonte: POOLE, 2017 (consolidado pelo autor)

Pela facilidade de desconexão dessas unidades do sistema de produção submarino e como essas já estão flutuando, podem ser deslocadas para portos de recursos com propulsão própria ou rebocadores simples. Normalmente elas são realocadas para novos trabalhos até o fim da vida útil, quando então seguem fluxo de abandono similar ao das *topside*.

3.2.2.4 Equipamentos Submarinos

Esses são os componentes do sistema de produção submarino, que possibilitam as operações submarinas dos campos de petróleo e gás natural: alguns foram detalhadamente descritos no capítulo 1. Essa pesquisa se atem aos principais equipamentos utilizados:

- a) Dutos rígidos e flexíveis, *risers*, umbilicais de controle;
- b) Âncoras, blocos e cabos de ancoragem submarina;
- c) Árvores de natal molhadas (*X-mas tree*);
- d) *Wellhead* (cabeça de poço);
- e) PLET, PLEM, ILS;

f) *Manifolds*; e

g) *Jumpers*

A ANP, por meio das Resoluções 27/2006 e 25/2014, normatizou a desativação de instalações em fase de produção e exploração, na qual, para LDA de até 80 metros, a remoção total deve ser executada com eliminação 20 metros abaixo do fundo do mar para áreas expostas a processos erosivos quando as estruturas se projetarem abaixo do solo marinho. Em profundidades superiores ou em caso de impossibilidade de remoção justificada, deve-se garantir LDA de no mínimo 55 metros acima dos destroços. Para campos de águas profundas o acesso a esses equipamentos ocorre apenas por meio do uso de ROVs. Para águas rasas, os mergulhadores podem fazer os arranjos submarinos necessários ao cumprimento da legislação no que se refere a Decom desses equipamentos.

Dutos, tubos ou linhas são os componentes de um sistema de escoamento de fluidos entre estações ou plantas. Possuem componentes como válvulas, retenções, *pig trap*, sensores, fim de linha, conectores e acessórios diversos. Esses dutos possuem modo construtivo especial para operar por anos no fundo do mar com diâmetros variando de 2 a 44 polegadas.

A indústria do petróleo movimenta enormes cifras e é objeto de interesse estratégico de países e grandes empresas. O volume investido em pesquisa e desenvolvimento (*Reserach and Development* - RD) são igualmente expressivos.

Investimento de energia global elevou-se a USD 1,7 trilhões em 2016, ou 2,2% do PIB mundial. (...). Pela primeira vez, a IEA contabilizou os gastos do setor de pesquisa e desenvolvimento. Estima-se mais de USD 65 bilhões gastos em RD em todo o mundo, em 2015 (4% do total gasto com energia em 2016) sendo a maior parte investidos na indústria de O&G (IEA, 2017b).

Nesse cenário de alta dependência, grandes somas investidas e da necessidade de extrair hidrocarbonetos em profundidades cada vez maiores (tanto marítimas quanto da crosta terrestre), assiste-se à profusão de novas tecnologias em desenvolvimento constante, possibilitando ganhos diversos, como conquista de novas fronteiras exploratórias, menores custos (CAPEX e OPEX), incremento de eficiências operacionais diversas, maior segurança operacional, incremento da taxa de retorno de investimento, incremento da *recovery rate*, diminuição de risco geral, redução do número de cargas içadas entre outros ganhos.

Em termos de equipamentos submarinos a evolução tecnológica não é diferente. Frequentemente surgem novos métodos e sistemas: anteriormente citado neste estudo, por exemplo, dos sistemas de separação de óleo cru instalados na UEP foram aperfeiçoados sistemas de separação instalados no leito marinho (reduzindo o fluido circulante nos *raises* e na

UEP). Existem também sistemas de bombeamento submarino, sistemas submarinos de injeção de químicos, sistemas de controle de unidades de produção a distância (controla-se a produção via central de controle em terra a fim de evitar o trânsito de pessoas para o mar e reduzindo custos e riscos), unidades de liquefação de gás flutuantes, módulos acumuladores submarinos dentre outras várias inovações tecnológicas.

Esta dissertação limita o estudo aos equipamentos principais e tradicionalmente utilizados em campos de petróleo submarino até a década de 1980, que são os já citados nesta seção. Esses serão os primeiros equipamentos submarinos a entrarem na fase final do ciclo de vida, e conseqüentemente os primeiros a serem de-comissionados.

Na figura 32 encontra-se a ilustração de um sistema de produção submarino moderno.

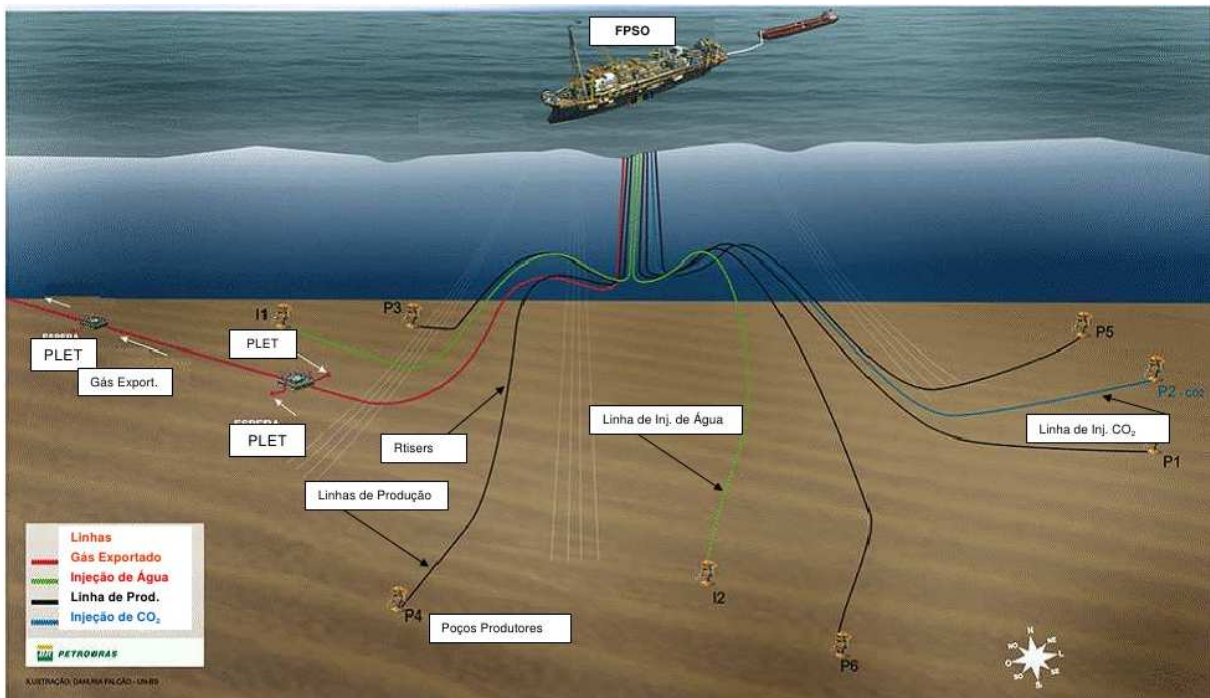


Figura 32: Sistema de produção submarino moderno
Fonte: Pinto e Naveiro, 2009

3.2.2.5 Poços

A desmobilização de poços passou a ter relativa importância no Brasil com a quebra do monopólio em 1997. O requisito legal local que trata deste assunto é a Portaria ANP 25/02, na qual são apresentados os procedimentos que deverão ser adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás. No texto, reforçado pela Resolução ANP 25/14, exige-se a limpeza e a

remoção de toda e qualquer sucata no leito marinho, e corte a 20m abaixo do solo para locais que apresentem erosão. As opções para abandono de poços no Brasil, portanto, estão relacionadas com o tipo de técnica a ser utilizada no abandono e no corte dos materiais.

A autoridade regulatória brasileira, no abandono de poço, interessa “assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo ou gás e também dos aquíferos prevenindo a migração dos fluidos entre formações, quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento e a migração de fluidos até a superfície do terreno ou fundo do mar” (ANP, 2002).

A Portaria ANP 25/02 apresenta procedimentos para o abandono de poço, em caráter temporário (quando há interesse em retornar à produção do poço) e permanente. Ela se aplica à fase de exploração, quando o abandono deverá ser apenas notificado à agência, e de produção, quando é necessária uma autorização escrita para o abandono.

O isolamento de um poço pode ser feito de três formas básicas: líquida (coluna de pressão hidrostática suficiente para impedir o fluxo para fora do reservatório), sólida consolidada (formada por material que não se deteriora com o tempo, normalmente cimento) e sólida mecânica (barreira mecânica, geralmente válvulas ou tampões mecânicos).

3.2.3 Gerenciamento de Projetos (GP)

O Gerenciamento de Projetos (GP) não é algo novo. Ele existe há centenas de anos e por meio dele os seguintes produtos foram criados: pirâmides de Giza, os Jogos Olímpicos, a Muralha da China, o Taj Mahal, o Canal do Panamá, o Pousso do Homem na Lua e o sistema Global Positioning System (GPS). Esses produtos são a consequência direta do trabalho de líderes e gerentes ao aplicar conhecimentos das melhores práticas, princípios, ferramentas e técnicas de GP aos projetos (PMBOK, 2013, p. 1).

Projeto, por definição, é o esforço temporário empreendido com a finalidade de criar um produto, serviço ou resultado único (PMBOK, 2013, p. 4). Com base nessa definição de projeto, pode-se perceber a aderência integral desse conceito ao evento do abandono de determinado campo de petróleo submarino: para obtenção do resultado (abandono de campo de petróleo submarino) existe a necessidade de esforço temporário, empreendido com a finalidade específica, uma vez que cada campo de petróleo submarino é único e diferente de todos os demais.

Esta pesquisa foi viabilizada com base nas melhores práticas de gerenciamento de projetos conforme os padrões do *Project Management Institute* - PMI (Instituto de Gerenciamento de Projetos) norte-americano: no decorrer dela haverá referência a ferramentas e técnicas de gerenciamento de projetos consagradas pelo PMI.

O gerenciamento de projetos habilita organizações a alcançar objetivos de forma mais efetiva e eficiente, ajudando as organizações a, preponderantemente: alcançar os objetivos do negócio, atender às expectativas das partes interessadas, ter previsibilidade, incrementar as chances de sucesso, entregar produtos e serviços conforme especificados, responder a riscos, controlar custos, gerenciar tempo, assegurar e auditar qualidade entre muitas outras vantagens gerenciais ao mesmo tempo em que evita retrabalho, ineficiência no controle de custos, atrasos, baixa qualidade e perda de reputação da organização e de indivíduos (PMBOK, 2013, p. 10).

3.2.3.1 Grupos de Processos

O GP divide-se em 5 grandes grupos de processos. Grupo de processo é o agrupamento lógico de um conjunto de processos com a finalidade de atingir objetivos específicos dentro do ciclo de vida de um projeto. Os grupos de processos dividem-se em: Inicialização, Planejamento, Execução, Monitoração & Controle e Encerramento (PMBOK, 2013, p. 23).

- a) Inicialização: são os processos que uma vez executados levam ao delineamento macro e autorização para início de um projeto;
- b) Planejamento: são processos destinados a refinar os objetivos do projeto, definir o escopo dele e determinar o campo de ação em cada frente de trabalho para obtenção dos resultados esperados, quando do término do projeto dentro das restrições e expectativas dos patrocinadores;
- c) Execução: são os processos que se destinam a executar as ações planejadas;
- d) Monitoração e Controle: são os processos que asseguram a rastreabilidade, a revisão e a supervisão das atividades de um projeto, permitindo a tomada de ação de correção em caso de desvio do planejado ou o início da gestão de mudança quando ela se fizer necessária; e
- e) Encerramento: são os processos que fecham formalmente um projeto em todas as dimensões.

A dispersão temporal típica dos grupos de processos é demonstrada no gráfico 9.

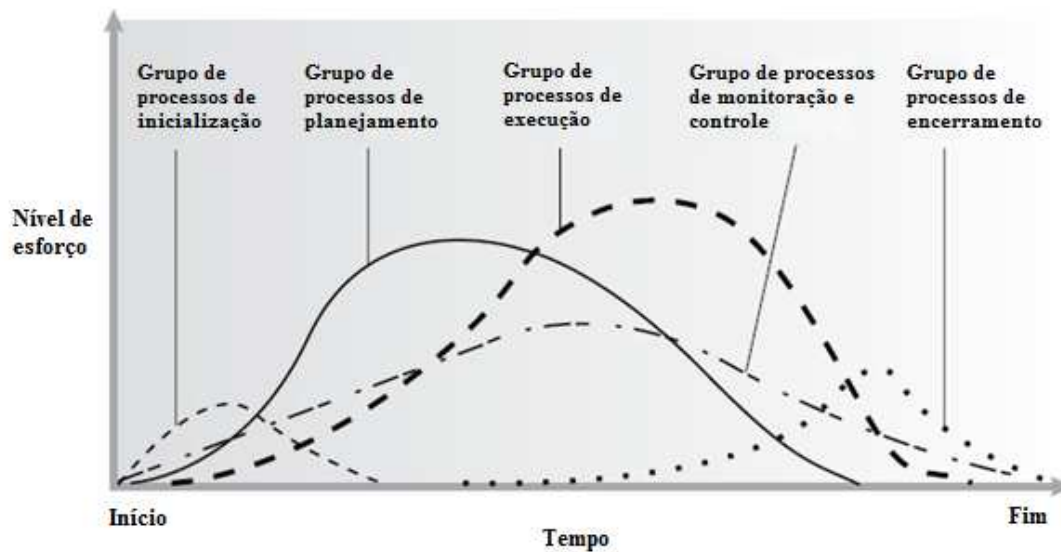


Gráfico 9: Grupos de processos esforço vs tempo
 Fonte: PMBOK, 2013, p. 555 (tradução do autor)

3.2.3.2 Áreas de Conhecimento

Além dos grupos de processos, os projetos são caracterizados pelas áreas de conhecimento. Uma área de conhecimento de gerenciamento de projetos é definida pelos requisitos e conhecimentos específicos, seus processos, técnicas, ferramentas, práticas, entradas, saídas e técnicas. Na atual versão do PMBOK, 5ª edição, há 10 áreas de conhecimento distintas (PMBOK, 2013, p. 24).

- a) Integração: identifica, define, combina e unifica as atividades e processos de GP;
- b) Escopo: inclusão de todos os requisitos requerido para obtenção dos resultados.
- c) Tempo: gerenciamento do tempo de execução do projeto;
- d) Custo: inclui estimativa, orçamentação e gestão dos recursos financeiros de um GP;
- e) Qualidade: gestão e controle da qualidade conforme expectativa dos patrocinadores;
- f) Recursos: identifica, obtém e gerencia os recursos necessários à execução do projeto;
- g) Comunicação: coleta, cria, distribui, gerencia e guarda informações do projeto.
- h) Riscos: identifica, qualifica, quantifica, planeja, responde e monitora os riscos do projeto;

- i) Aquisições: identifica e planeja a aquisição de produtos e serviços necessários ao projeto; e
- j) Partes interessadas: identifica e gerencia atores que se relacionam com o projeto.

3.2.3.3 Estrutura de Gerenciamento de Projetos (GP)

Observa-se, no quadro 9, todos os grupos de processos, além de áreas de conhecimento e o inter-relacionamento revelado por meio dos processos de GP.

Áreas de conhecimento	Grupos de processos de gerenciamento de projetos				
	Grupo de processos de inicialização	Grupo de processos de planejamento	Grupo de processos de execução	Grupo de processos de monitoração e controle	Grupo de processos de encerramento
4. Gestão da integração do projeto	4.1 Desenvolver termo de abertura do projeto	4.2 Desenvolver plano de gerenciamento do projeto	4.3 Gerenciar trabalho de projeto 4.4 Gerir conhecimento do projeto	4.5 Monitorar e controlar trabalho de projeto 4.6 Controle integrado	4.7 Fechamento do projeto ou fase
5. Gestão do escopo do projeto		5.1 Planejar 5.2 Obter requisitos 5.3 Definir 5.4 Criar EAP		5.5 Validar 5.6 Controlar	
6. Gestão do tempo do projeto		6.1 Planejar 6.2 Definir atividades 6.3 Sequenciar atividades 6.4 Estimar atividades 6.5 Desenvolver agenda		6.6 Controlar agenda	
7. Gestão do custo do projeto		7.1 Planejar 7.2 Estimar 7.3 Determinar orçamento		7.4 Controlar	
8. Gestão da qualidade do projeto		8.1 Planejar	8.2 Gerenciar	8.3 Controlar	
9. Gestão de recursos do projeto		9.1 Planejar 9.2 Estimar atividades	9.3 Adquirir 9.4 Desenvolver equipe 9.5 Gerenciar	9.6 Controlar	
10. Gestão da comunicação do projeto		10.1 Planejar	10.2 Gerenciar	10.3 Monitorar	
11. Gestão de riscos do projeto		11.1 Planejar 11.2 Identificar 11.3 Análise qualitativa 11.4 Análise quantitativa 11.5 Planejar respostas	11.6 Implementar respostas	11.7 Monitorar	
12. Gestão de aquisições do projeto		12.1 Planejar	12.2 Conduzir	12.3 Controlar	
13. Gestão de partes interessadas do projeto	13.1 Identificar	13.2 Planejar engajamento	13.3 Gerenciar engajamento	13.4 Monitorar engajamento	

Quadro 9: Grupos de processos e áreas de conhecimento
Fonte: PMBOK, 2013, p. 25 (tradução do autor)

O uso das técnicas e ferramentas será exemplificado na estruturação de um projeto com a construção de uma EAP, que é um dos processos de GP (ver processo 5.4 no grupo de processos de planejamento, área de conhecimento e gerenciamento do escopo, no quadro 9), sendo este um entrada (input) para construção do cronograma (6.5 – Desenvolver agenda).

Uma EAP é o processo de subdividir os entregáveis de um projeto em pacotes de trabalho menores, mais gerenciáveis, tornando mais fácil especificar custos, recursos, tempo e qualidade de cada pacote de trabalho (PMBOK, 2013, p. 156).

É possível citar como exemplo a construção de uma casa: orçar custos e estimar prazos para o projeto todo com grande confiabilidade nos dados pode parecer complicado e trabalhoso à primeira vista, mas se subdividirmos o projeto em partes menores até o ponto em que duas destas partes sejam “orçar custos com portas” e “estimar prazo, entrega e montagem de portas” pode-se, então, facilmente, orçar e estimar o tempo de montagem desses componentes e ordenar estes “pacotes de trabalho” entre os demais. Se o processo for repetido, portanto, obter-se-á o orçamento geral e a estimativa de tempo total do projeto, sendo que o ideal seria agrupar os pacotes de trabalho por afinidade técnica ou operacional. Cada pacote embute descrição própria, responsável, custo, duração e sequenciamento em um projeto. Quanto menores os pacotes, mais fácil de planejar cada um, mas atenção: muitos pacotes de trabalho podem tornar o projeto complexo em termos de ordenamento de atividades e definição de responsabilidades pelas entregas. O bom senso e a experiência do gerente do projeto devem sempre prevalecer: orçar uma porta no projeto de uma casa é razoável, no entanto orçar cada componente mecânico da maçaneta da porta em separado, mais as dobradiças, mais os parafusos das dobradiças, mais a madeira, mais a cola, mais os pregos, depois os parafusos, o martelo e a lixa, o serviço de montagem dela, cada um como um pacote de trabalho não é algo prático.

Note-se, no quadro 9, a criação da EAP como um dos processos de GP (5.4 – Criar EAP), pertencente ao grupo de processos de planejamento e a área de conhecimento de escopo. Se todos os processos forem executados adequadamente, alcança-se projeto metodologicamente estruturado.

De volta à EAP do item 3.2 – quadro 4, p. 141 – deste capítulo, com base nela, será factível estruturar um modelo básico de gerenciamento de projetos de abandono de campo de petróleo submarino. A EAP do quadro 4 foi proposta com base na experiência de órgão do MN (OIL & GAS UK, 2016, p. 21). O processo de agrupamento das subdivisões dessa EAP em pacotes de trabalho, por afinidade de execução operacional, pode ser observado na figura 33, como desenvolvido por Caprace (2017, p. 55). Nela é possível identificar as atividades de preparação constitutivas de um único grupo, bem como as atividades de remoção de superfície, remoção submarina, abandono e reciclagem. As atividades de GP e monitoração também foram agrupadas, por se tratarem de trabalho de consolidação de informação, definição de estratégia e análise de dados.

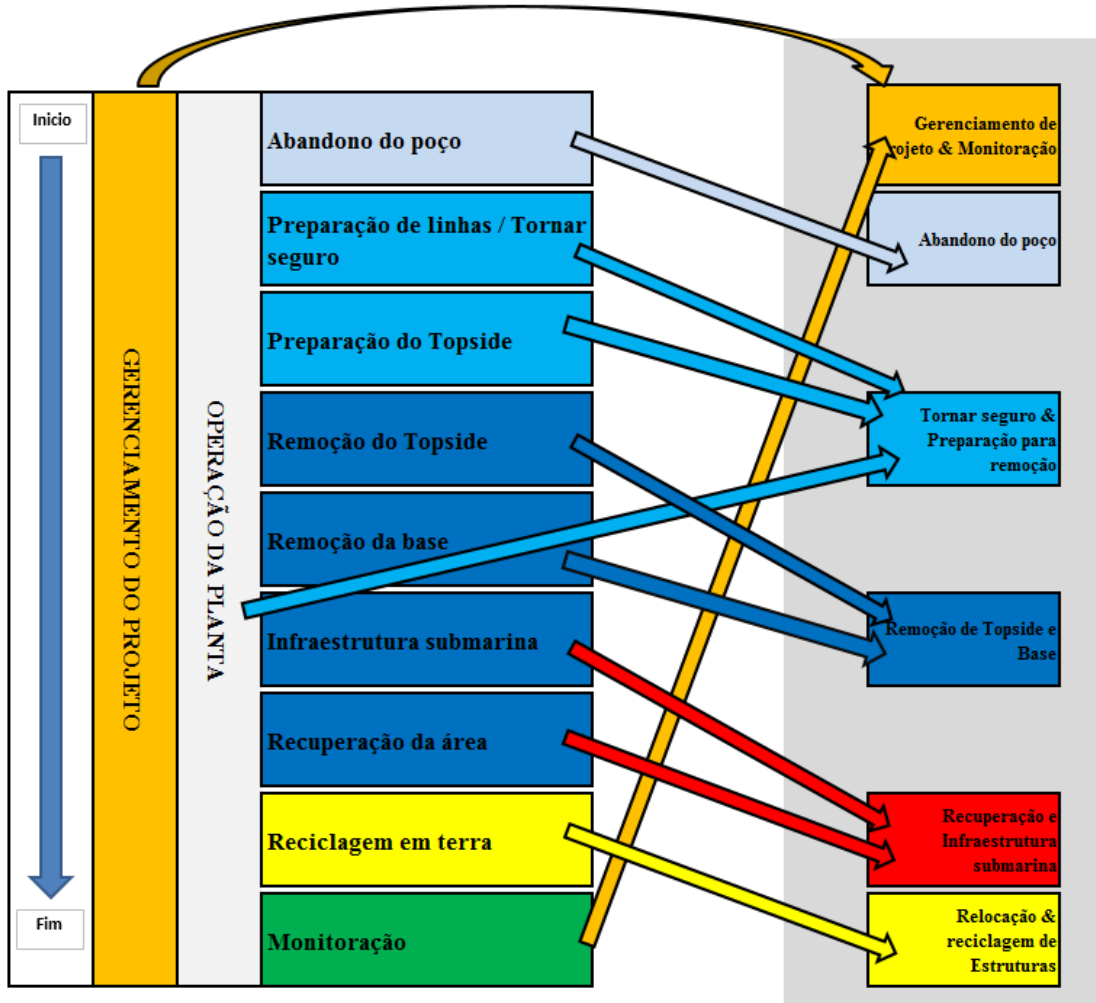
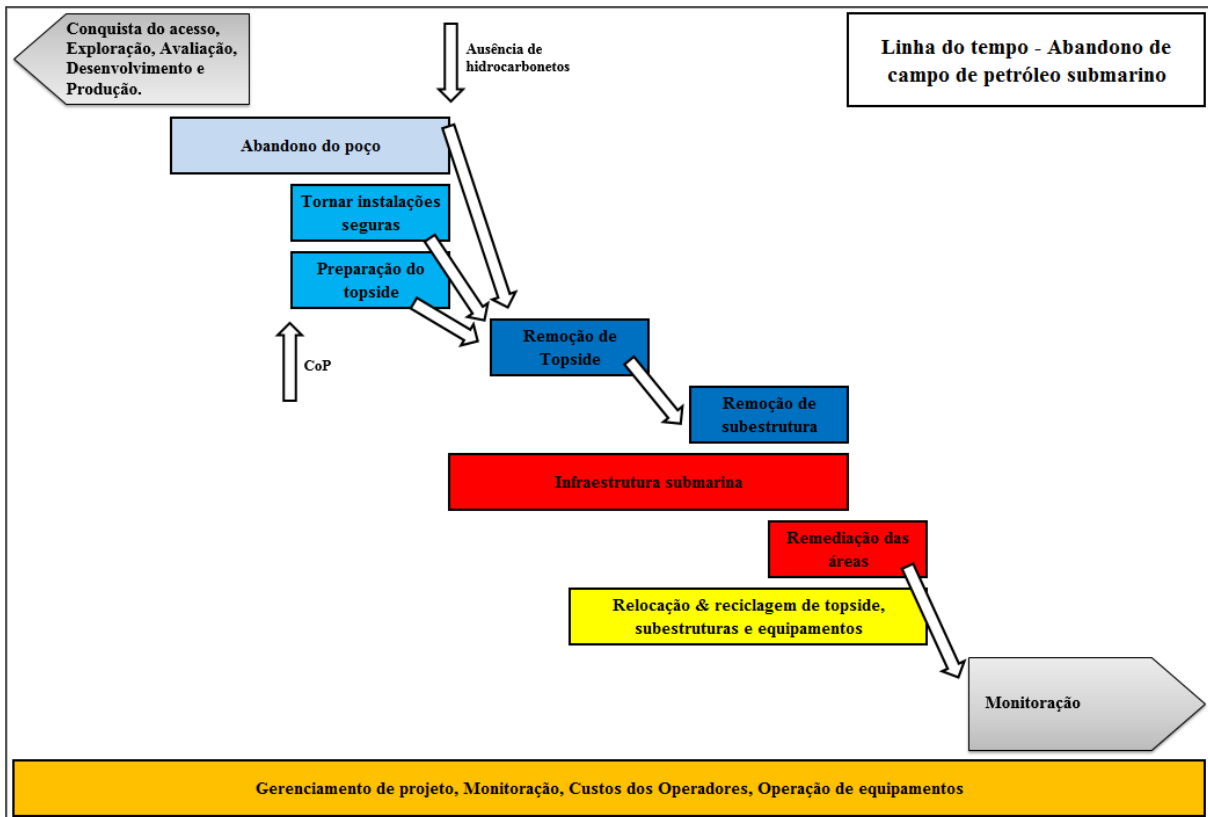


Figura 33: EAP Decom – pacotes de trabalho
 Fonte: Caprace, 2017, p. 55 (consolidado pelo autor)

Esse ordenamento por similaridade de execução operacional (grupos de remoção, grupos de atividade submarina, grupos de gerenciamento e monitoração, grupos de reciclagem, etc.) permite melhor gerenciamento sobre a sequência de execuções (processo 6.3 – Sequenciar atividades), visto que muitas atividades devem ser precedidas por outras. Os grupos de especialidade operacional, ao entrarem em atividade, devem começar e finalizar o trabalho com a otimização de custos e de tempo. Em projetos reais essas subexecuções, por vezes, tornam-se novo projeto, em razão da complexidade, magnitude financeira e temporal. No exemplo respectivo, assumir-se-á o projeto de remoção constituído por seis grupos de execução apontados à direita da figura 33.

Em similitude à terminologia de GP, identifica-se o processo 5.4 como um dos *inputs* para o processo 6.3, e que uma das saídas (*output*) do processo 6.3 é o cronograma do projeto.

O sequenciamento dos grupos de trabalho gera a linha de tempo exposta no fluxograma 3. Nele é possível ver as tarefas antecessoras mais à esquerda e as predecessoras mais à direita. Parte-se da premissa que o campo chegou ao fim de sua vida útil e que os esforços de extensão da vida do campo já foram feitos: essa é a maneira como a fase de abandono de fato ocorre.



Fluxograma 3: Linha do tempo abandono campo submarino
 Fonte: Caprace, 2017, p 56 (consolidado pelo autor)

3.2.3.4 Execução de Projeto de Decom

Utilizando o método proposto por Caprace (2017, p. 57- 63) é possível descrever como cada grupo de atividades ocorre em termos de habilidades e disciplinas requeridas (*Skills*), infraestrutura e equipamentos necessários (*Infra*) e necessidades de subcontratação e suprimento (*Supply Chain*) para a execução de um projeto de de-comissionamento de campo de petróleo submarino.

3.2.3.4.1 Gerenciamento

Alguns *skills* devem estar presentes em uma organização para execução do GP, segundo Caprace (2017, p. 57). Entre eles constata-se a existência de uma equipe de GP (comum a todas as atividades de um projeto). Podem ser profissionais dedicados a essa atividade ou compartilhados com outras áreas: recomenda-se o uso de pessoal experiente em GP, bem familiarizados com a indústria de O&G e com experiência em execuções de projetos similares. Serviços corporativos diversos como escritórios, transporte, pessoal de apoio e suporte, sistemas computacionais e ativos de processo organizacionais. Especial atenção deve ser reservada à capacidade de estimativa de custos, gestão financeira e comercial, além de relacionamento com partes interessadas (se a organização não possuir essas especialidades, o projeto deve decidir se subcontrata ou absorve essas atividades, o mesmo vale para as demais necessidades). O inter-relacionamento com partes interessadas nesse tipo de projeto é algo muito importante e, por essa constatação, não deve ser relegado à posição secundária. O suporte jurídico, de segurança e de saúde devem estar presentes da inicialização até o encerramento do projeto. Atividades de GP e operação das instalações consomem em torno de 14% da despesa de um projeto de Decom (OGA, 2017c, p. 19).

Em termos de infraestrutura necessária à atividades de GP, inclui-se a necessidade de embarcações especiais dotadas de capacidade de obtenção de dados submarinos e de superfície (normalmente dotadas de guinchos e guindastes com capacidade submarina, ROV, equipamentos de comunicação hidroacústica, sonar, sensores de profundidade entre outros): a coleta de dados geotécnicos e geofísicos deve ser feita cuidadosamente por essas embarcações para determinação de posições, composição do solo, nível de enterramento de estruturas, presença de vida marinha nas imediações, composição do solo e grau de corrosão das estruturas submersas entre uma miríade de dados submarinos necessários para a elaboração de planos de içamento, dragagem, corte, arrastamento e remoção). Quando a remoção de equipamentos for de fato ocorrer, embarcações ou plataformas com grande capacidade de içamento e área de convés podem ser necessárias, dependendo do tipo de projeto e estratégia de Decom adotadas, balsas de transporte e o uso de helicópteros para execução de trocas de turma podem ser necessários, em respeito à duração e à legislação trabalhista de cada região em que a operação ocorra.

Alguns aspectos relacionados à *Supply Chain*, que podem ser utilizados nesse tipo de projeto, são a subcontratação de serviços de engenharia submarina, empresas ou pessoal

especializado em operação de *lifting*⁴⁵, locação de área de armazenagem temporária de equipamentos e módulos, área portuária e estaleiro. Consultoria jurídica especializada pode ser necessária, em atendimento às particularidades dos aspectos jurídicos de cada projeto (ambiental, marítima, propriedade, civil, trabalhista entre outras disciplinas). Pessoal para operação e análise de dados geofísicos, tripulações de embarcações e pessoal de suporte operacional em terra podem ser objeto de subcontratação em projetos de Decom.

3.2.3.4.2 Poço

Os *skills* necessários à execução do abandono de poço são engenharia de poço e de reservatório, equipe de suporte operacional para as execuções no mar e em terra, especialista em gerenciamento de resíduos, planejamento de utilização de plataformas, embarcações, balsas e guindastes para içamento e transporte, especialistas em inspeção de poço, grupo de teste de integridade estrutural, bem como entidades de certificação e auditoria que possam emitir certificados de isolamento e de execuções válidos para o país no qual o projeto ocorre, conforme legislação aplicável. Alguns *skills* já mencionados na etapa anterior permanecem nessa etapa (suporte jurídico, ambiental, de segurança e especialistas em análise de dados geofísicos).

A infraestrutura macro necessária nessa etapa são plataformas de perfuração, balsa guindaste, navios de intervenção em poços (*well intervention vessels*), transporte aéreo, marítimo e rodoviário, facilidades de tratamento de resíduos diversos, cimento, resinas, silicões, areia e demais produtos utilizados no tamponamento do poço. O tempo de utilização desses recursos e a alocação deles deve ser cuidadosamente planejada com vista a minimizar os custos com a operação: atividades de abandono de poço consomem em torno de 48% da despesa de um projeto de Decom (OGA, 2017c, p. 19), principalmente devido aos recursos mais caros estarem alocados nessa etapa da execução (plataformas, navios especiais, helicópteros, guindastes de grande capacidade, ROVs).

Na etapa de abandono de poço os requisitos de *Supply Chain* mais comumente necessários são a contratação de empresas especializadas em perfuração de poços, operadores de embarcações especiais e empresas de operação de plataformas de petróleo.

⁴⁵ Içamento (tradução do autor).

3.2.3.4.3 Preparação

As atividades de Preparação de Estruturas e Tornar as Instalações Seguras consomem em torno de 13% do orçamento de um projeto de Decom (OGA, 2017c, p. 19) e demandam *skills* em operações marítimas, tripulação de embarcações, especialistas em bombeio e limpeza de linhas e equipamentos, inspeção de integridade física de estruturas, análise de aspectos de segurança operacional, gestão e disposição de resíduos, gestão de NORM⁴⁶, engenharia submarina e serviços em plataformas e sistemas de produção submarino.

Em termos de infraestrutura, as necessidades desta fase podem ser elencadas como embarcações de contingência, de suprimento, de levantamento de dados geofísicos e de manuseio de âncoras, equipes de mergulho, ROVs, guinchos e guindastes para uso em operações submarinas, tecnologia para corte convencional e de grandes diâmetros de concreto e aço no mar, ferramentas de desconexão e remoção de equipamentos submarinos, base logística em terra, transporte aéreo, marítimo e rodoviário.

Em relação às necessidades de *Supply Chain*, existem operadores de embarcações, empresas de engenharia especializada em tipos específicos de operação (*lifting* no mar, corte de grandes estruturas e dragagem) e especialistas em subcontratação de serviços diversos no mar.

3.2.3.4.4 Remoção

Projetos e atividades de remoção de *topside* e de subestruturas demandam *skills* como arquitetura e engenharia naval, operações *offshore*, conhecimentos avançados em logística de transporte e *lifting* de grandes estruturas no mar.

Em termos de infraestrutura requerida para atividades de remoção de *topside* e subestruturas é factível mencionar barcaças de transporte no mar, embarcações dotadas de guindastes de grande capacidade, embarcações de manuseio de âncoras, reboque oceânico, de

⁴⁶ Naturally Occurring Radioactive Materials (Materiais naturalmente radioativos) – “todos os materiais naturais radioativos, nos quais as atividades humanas têm aumentado o potencial de exposição, em comparação com a situação inalterada”. (WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2016).

construção, de contingência e de intervenção submarina. Essas operações de Remoção de subestruturas, aliadas às de Preparação, consomem parte dos recursos financeiros de um projeto de Decom, em torno de 9% (OGA, 2017c, p. 19).

As atividades de *Supply Chain* mais comuns são a contratação de uma frota de embarcações especiais como mencionado acima, contratação de serviços especiais de içamento e transporte de grandes estruturas e serviços de engenharia.

3.2.3.4.5 Recuperação

O projeto e as atividades de Recuperação das Áreas e Infraestrutura Submarina utilizam *skills* como engenharia geotécnica, tripulação de embarcações, equipes de operação de ROV e operações submarinas principalmente. Estima-se o custo em torno de 14% dos recursos financeiros em esforços de Recuperação de um projeto de Decom (OGA, 2017c, p. 19).

Em termos de infraestrutura essa etapa do projeto demanda equipamentos de dragagem e sucção submarina, embarcações dotadas de ROV, equipes de mergulho, capacidade instalada para realocação de rochas no leito marinho, embarcações de manuseio de âncoras e reboque oceânico.

O *Supply Chain* da etapa de Recuperação de Áreas e Infraestrutura Submarina resume-se na contratação de consultoria de engenharia submarina, contratação de embarcações e equipes de análise de dados geotécnicos e consultoria em ambiente. Nessa etapa também é importante monitorar, constantemente, requisitos jurídicos e de segurança das autoridades locais.

3.2.3.4.6 Reciclagem

Atividades de Relocação & Reciclagem de *Topside*, Subestruturas e Equipamentos Submarinos requerem *skills* variados, entre eles especialistas em caracterização de resíduos, desmantelamento *offshore*, técnicos em ambiente *offshore*, gerenciamento de resíduos e material perigoso. Estimam-se os esforços de Reciclagem custem em torno de 2% dos recursos financeiros de um projeto de Decom (OGA, 2017c, p. 19).

A infraestrutura necessária nessa etapa do projeto é de equipamentos de içamento *offshore*, corte, manuseio de destroços, estaleiros, retroárea portuária, estações de disposição final de resíduos diversos, dique seco, facilidades de tratamento e transformação de metais.

A atividade de *Supply Chain* na etapa de Reciclagem envolve o relacionamento com empreiteiros especializados em demolição, estaleiros, contratação de área portuária, dique seco, empresas de obra civis, empresas de reciclagem de materiais e disposição final de resíduos. Nessa etapa é muito importante monitorar requisitos de ambiente locais. Haverá destaque sobre a reciclagem e o reaproveitamento de estruturas *offshore* na subseção 3.2.4 – Destinação Final, p. 178.

É importante ressaltar, admitida a característica mutante de cada tipo de instalação de produção submarina, requisitos muito específicos a cada projeto de Decom e que as necessidades de infraestrutura podem variar dramaticamente. Como a análise restringe-se ao projeto de Decom de forma genérica, não se justifica esmiuçar os aspectos operacionais. Haverá menção dos tipos de recursos e meios mais utilizados na indústria, baseado principalmente nos dados obtidos na bibliografia desta pesquisa, mas também em nossa experiência operacional.

O maior componente em termos de custos com o Decom é o Abandono de Poço. Segundo a OGA - *Stewardship survey* (Pesquisa de gestão, tradução do autor) 48% dos custos totais de Decom são representados pelo Abandono de Poço. O segundo maior contribuinte foi a Remoção e *Topside* e Base. A repartição geral de alto nível em termos de custos com execução de um projeto de Decom é detalhado no gráfico 10.

Subestruturas e Equipamentos Submarinos: tanto os títulos utilizados na pesquisa quanto os do relatório da OGA são os mesmos, visto que Caprace (2017, p. 57) baseou-se no mesmo estudo da OGA, entre outros, para elaboração de suas análises e propostas.

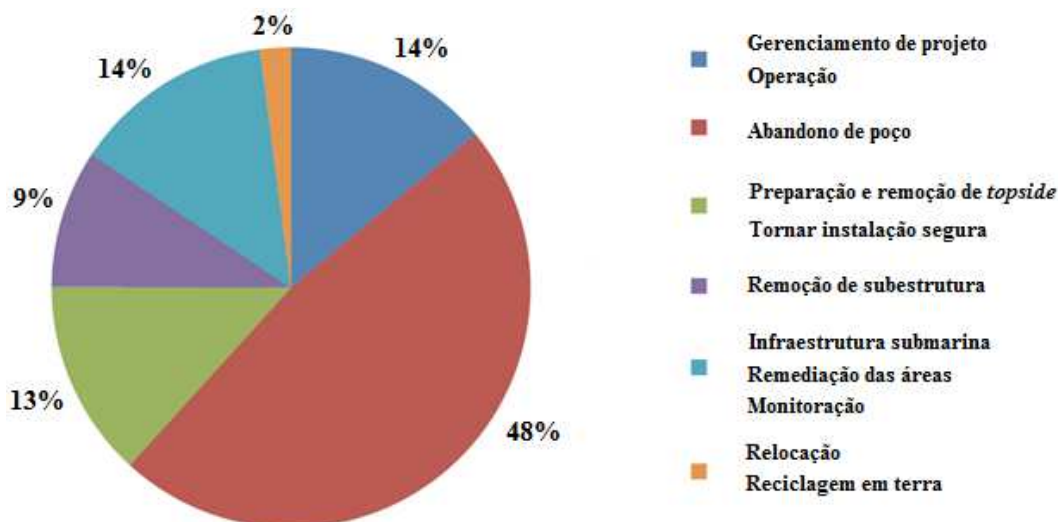


Gráfico 10: Estimativa de custos em projetos de Decom
 Fonte: OGA, 2017c, p. 19 (tradução do autor)

3.2.4 Destinação Final

A indústria de O&G *offshore* é basicamente formada por grandes estruturas de aço tanto acima quanto abaixo da linha d'água e no leito marinho: *topsides*, jaquetas, UEPs, FPSOs, módulos submarinos, poços, *manifold* entre outros são algumas dessas estruturas. Existem grandes semelhanças entre as grandes estruturas da indústria de O&G *offshore* e a indústria naval: ambas operam no mar e são constituídas por grandes estruturas de aço, alumínio, vidro, maquinário e outros materiais. Algumas definições do Parlamento Europeu e Conselho, regulamento 1257/2013 - Reciclagem de Navios de 20 de novembro de 2013, são úteis para contextualizar e delimitar os conceitos adotados no estudo da destinação final de estruturas *offshore* pós de-comissionamento.

Artigo 3. 1 «Navio», uma embarcação de qualquer tipo que opera ou operou no meio marinho, incluindo submersíveis, estruturas flutuantes, plataformas flutuantes, plataformas autoelevadoras, unidades de armazenagem flutuantes (FSU) e unidades flutuantes de produção, armazenagem e transferência (FPSO), bem como embarcação desarmada ou sem meios de propulsão;

6 «Reciclagem de navios», a atividade de desmantelamento total ou parcial de um navio em estaleiro de reciclagem de navios, com o objetivo de recuperar componentes e materiais para reprocessamento, preparação para reutilização, assegurando a gestão ao mesmo tempo das matérias perigosas e outras, e que inclui operações conexas tais como o armazenamento e tratamento dos componentes e dos materiais no local, mas não o seu posterior processamento ou eliminação em outras instalações (EUR-LEX, 2013b).

O quadro 10 apresenta os principais componentes obtidos no desmonte para destinação final de estruturas *offshore*, a categorização quanto à capacidade de reciclagem e potencial utilização secundária desses materiais.



	Nome	Reciclável	Utilização
Metais e ligas	1. Metais: aço, alumínio, etc. 2. Antimônio 3. Berílio 4. Cádmio 5. Chumbo	1. Sim	Siderúrgicas / indústrias de eletrônicos, utensílios domésticos, automóveis, estruturas de edifícios, etc.
Outros componentes inorgânicos	1. Vidros de tubos de raios catódicos. 2. Amianto e pó em fibras	1. Sim 2. Não	1. Chips recobertos / Conectores e soquetes utilizados em placas de circuito impresso / Contatos de relés e etc. 2. De difícil reaproveitamento além de ser altamente contaminante – saúde humana
Componentes orgânicos	1. Óleos minerais 2. Solventes não halogenados 3. Solventes orgânicos halogenados 4. Componentes com PCB	1. Sim 2. Não 3. Não 4. Sim	(1 – 3) Queima - geração elétrica / Destilado e refinamento do óleo, combustível Diesel ou combustível marítimo / Fabricação de lubrificante. 4. Eletrônica / Circuitos elétricos impressos.
Substâncias compostas orgânicos e inorgânicos	1. Águas oleosas e emulsões 2. Resíduos de natureza explosiva 3. Embalagens de resíduos perigosos 4. Resíduos químicos e orgânicos da operação do navio	1. Sim 2. Não 3. Sim 4. Sim	Logística reversa: Mercados internos e externos, abranger outros segmentos de mercado.
Outros	1. CFC 2. Halons 3. Material radioativo. 4. Microorganismos / sedimentos 5. Combustíveis líquidos e gasosos	1. Não 2. Não 3. Sim 4. Não 5. Sim	(1 – 2) Devem ser destinados à incineração. 3. Urânio radioativo contém 97% de material radioativo reaproveitável 4. Logística reversa: Geração de eletricidade através de queima



Centro de Estudos para Sistemas Sustentáveis – CESS
Escola de Engenharia Industrial Metalúrgica da UFF



Quadro 10: Materiais oriundos do desmonte
Fonte: Pereira, 2017, p. 22

Os últimos 60 anos testemunharam mudanças importantes na indústria *offshore*: as regulamentações ambientais ficaram mais restritivas no mundo todo, uma maior aderência da comunidade internacional a normativas comuns para o uso dos mares e dos recursos naturais, as estruturas *offshore* cresceram em tamanho, em número, em diversidade de funções e em complexidade, e, por fim, os mercados, produtos e serviços estão rapidamente se tornando globalizados. Nesse contexto observa-se o consequente crescimento internacional da atividade de desmantelamento ou de-comissionamento de estruturas marítimas e de O&G, que ocorre ao final da vida útil dos ativos, com o propósito da recuperação de parte do valor investido pela venda dos materiais constituintes dessas estruturas e atendimento à legislação ambiental em vigor (PEREIRA, 2017, p. 3).

O desmonte de navios é relevante tanto pelo aspecto ambiental e econômico quanto pela capacidade de mobilização da opinião pública e de Organizações Não Governamentais (ONG). Observa-se, a seguir, menções a instituições brasileiras no exterior:

Nos últimos meses, a ONG *Shipbreaking Platform* documentou que cada vez mais plataformas de petróleo, navios-sonda e outras embarcações relacionadas com a indústria do petróleo estão chegando para demolição nas praias do Sul da Ásia, bem como à Turquia (...). A ONG conclama que grandes empresas de petróleo e gás como BP, Shell, ExxonMobil, Petrobras, Total e Chevron, assegurem que seus parceiros de negócios (...) comprometam-se a executar reciclagem limpa e segura nas praias asiáticas.

Há uma variedade de plataformas e embarcações que funcionam na indústria *offshore* de petróleo, mas os que mais preocupam a ONG são aqueles dotados de propulsão própria. As plataformas fixas e dotadas de torres estão conectadas ao fundo do oceano com estruturas gigantes submersas de aço ou concreto e não são (normalmente) transportadas ao redor do mundo para demolição. No entanto, plataformas semissubmersíveis, navios-sonda, e sistemas de produção flutuante (FPSO) podem (...) acabar nas praias do Sul da Ásia para desmantelamento final.

De particular interesse são as histórias da plataforma de perfuração Noble Discovery e do navio-sonda Ocean Clipper. O Noble Discovery, um equipamento de perfuração (...) contratado pela Shell, acabou em Alang – Índia, em 2016. O *Artic Watch*, um braço do Greenpeace que foca na condução de investigações, inteligência, notícias e *insights* sobre a dinâmica de petróleo no Ártico, inicialmente informou sobre o caso. O Ocean Clipper, um navio-sonda (...) contratado para a Petrobras, a gigante brasileira do petróleo, acabou em Alang, em 2016. A história do Ocean Clipper é, infelizmente, bem familiar, lembrando da sonda Noble Paul Wolff, também contratada pela Petrobras para operações na costa brasileira até novembro de 2014: na primavera de 2015, a Noble Corporation vendeu a estrutura para um estaleiro de Bangladesh - Siri Zubedar, auxiliado por um *cash buyer*. Siri Zudebar tem uma reputação particularmente ruim depois que a ONG e o National Geographic documentaram acidentes graves e fatais que ocorreram no estaleiro, nos últimos anos. Noble Corporation não respondeu ao convite da ONG para o diálogo, não mostrando nenhuma melhoria no comportamento responsável (OFF THE BEACH, 2016, tradução do autor).

3.2.4.1 Contexto Histórico

A seguir apresenta-se um resumo histórico cronológico da evolução do mercado de desmonte de grandes estruturas marítimas nos últimos 60 anos.

- 1) Década de 1960: primeiros países a realizarem desmonte são Estados Unidos da América (EUA), Reino Unido, Alemanha e Itália: operação altamente mecanizada com custos elevados para sua realização;
- 2) Década de 1970: migração da atividade para Espanha, Turquia e Taiwan: países subdesenvolvidos apresentando custos menores de mão de obra;
- 3) Década de 1980: nova migração da atividade em direção à Índia, Bangladesh, Paquistão, China e Filipinas: países subdesenvolvidos operando com custos

irrisórios de mão de obra, fragilidade nas questões ambientais e trabalhistas (HOSSAIN; ISLAM, 2006, apud PEREIRA, 2017, p. 3); e

- 4) Hoje em dia: países asiáticos concentram 85% do mercado de desmonte de estruturas marítimas no mundo em levantamento feito entre 2012 e 2016 (PEREIRA, 2017, p. 3).

3.2.4.2 Contexto Institucional

No campo institucional internacional as principais normativas sobre a destinação final de estruturas *offshore* são a Convenção de Brasília (CB-92), a Convenção de Hong Kong (CHK-09) e o Regulamento da União Europeia para Reciclagem de Navios (RUE-13)⁴⁷ (PEREIRA, 2017, p. 8-12).

3.2.4.2.1 Convenção de Brasília

Concluída em 1992, a Convenção de Brasília (CB-92) busca coibir o transporte ilegal de resíduos entre países. Turquia, China, Índia, Paquistão e Bangladesh são signatários da convenção. A permissão para transporte de resíduos entre os países somente ocorre em condições especiais. Os estados-membros devem realizar esforços para o gerenciamento dos seus resíduos dentro de suas fronteiras. Essa convenção não é específica para reciclagem de navios - resíduos perigosos (UNEP, 1992).

O principal ponto de discussão da CB-92 no que se refere à destinação final de estruturas *offshore* é se um navio é um resíduo. A 7ª Conferência das Partes (COP7) determinou que navios podem ser definidos como um resíduo dentro do Artigo 2, da CB-92. Navios e estruturas *offshore* devem, portanto, ser reciclados conforme determina a CB-92. A COP7 convidou a *International Maritime Organization* (IMO) para desenvolver uma convenção baseada nos níveis de controle da CB-92 (UNEP, 1992).

⁴⁷ Regulamento (UE) n.º 1257/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de novembro de 2013.

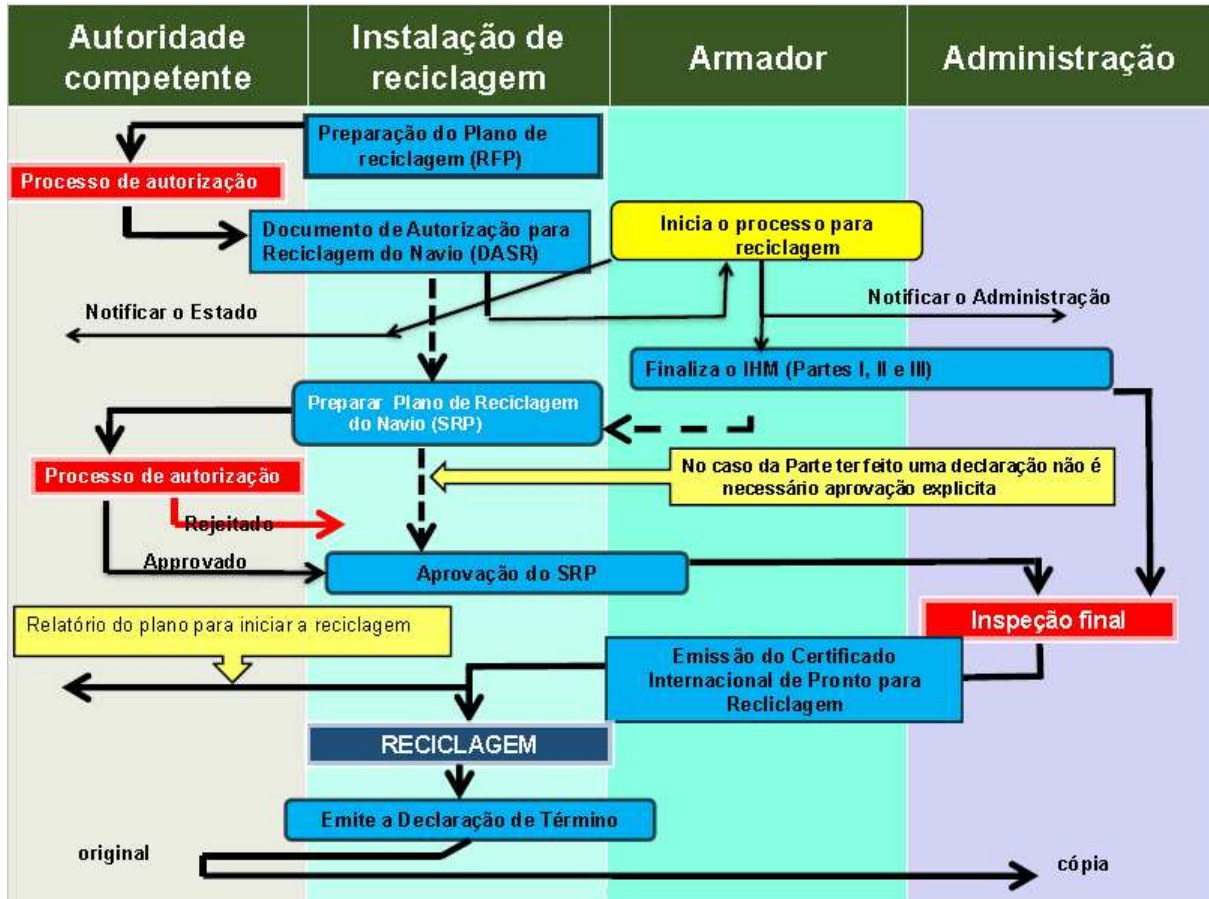
3.2.4.2.2 Convenção de Hong Kong

A CHK-09, também conhecida como *Ship Recycling Convention* (Convenção de Reciclagem de Navios), foi assinada em 15 de maio de 2009, com a participação de 63 países. Essa convenção tem o objetivo de garantir que os navios, ao serem reciclados, não representem riscos à saúde humana e ao ambiente (IMO, 2017d).

A Convenção está aberta à adesão de qualquer Estado. Entrará em vigor 24 meses após a data na qual 15 estados, representando 40% da arqueação bruta da frota mercante mundial, tenham assinado sem reserva de ratificação, aceitação ou aprovação, ou tenham depositado instrumentos de ratificação, aceitação, aprovação ou adesão no secretário-geral (IMO, 2017d).

Os países que já ratificaram a CHK-09 são Bélgica, Congo, Noruega, Panamá, Turquia, Dinamarca e França. Os objetivos dessa convenção, segundo a IMO (2017d) são: desenvolver documentação de suporte normativo, padrões, controle, implementação dos padrões para reciclagem de navios e, finalmente, estabelecer o controle de materiais por meio de um Inventário de Materiais Perigosos (*Inventory of Hazardous Materials* - IHM) e um Plano de Reciclagem de Navios (*Ship Recycling Plan* - SRP).

Os requisitos dessa convenção estão divididos em 4 capítulos: (1) Requisitos gerais, (2) Navios, (3) Instalações e (4) Relatórios. A CHK-09 concentra-se no ciclo de vida do navio e não somente na disposição final. Estão fora da CHK-09 as embarcações abaixo de 500AB, os navios de guerra e os navios de governos. O fluxo de trabalho para reciclagem de estruturas *offshore* conforme a CHK-09 está ilustrado no fluxograma 4.



Fluxograma 4: CHK-09 fluxograma reciclagem
Fonte: Pereira, 2017, p. 11

3.2.4.2.3 Regulamento da União Europeia

Em 2013, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia aprovaram o regulamento relativo à reciclagem de navios, RUE-13, com o intuito de reduzir os impactos negativos causados pela reciclagem dos navios que possuem bandeira de algum Estado-Membro.

A RUE-13 é baseada em provisões da CHK-09. Os navios de bandeira da UE deverão ser enviados para instalações reconhecidas pela EU, identificados em uma lista padrão conhecida como “lista UE”. A primeira versão dessa lista foi publicada no final de 2016, contendo 18 instalações, todas localizadas na Europa, com capacidade total de processamento

de 0,3 milhões de *Light Displacement Tonnes* (LDT)⁴⁸. O gráfico 11 evidencia dados sobre a capacidade instalada e aprovada na Europa.

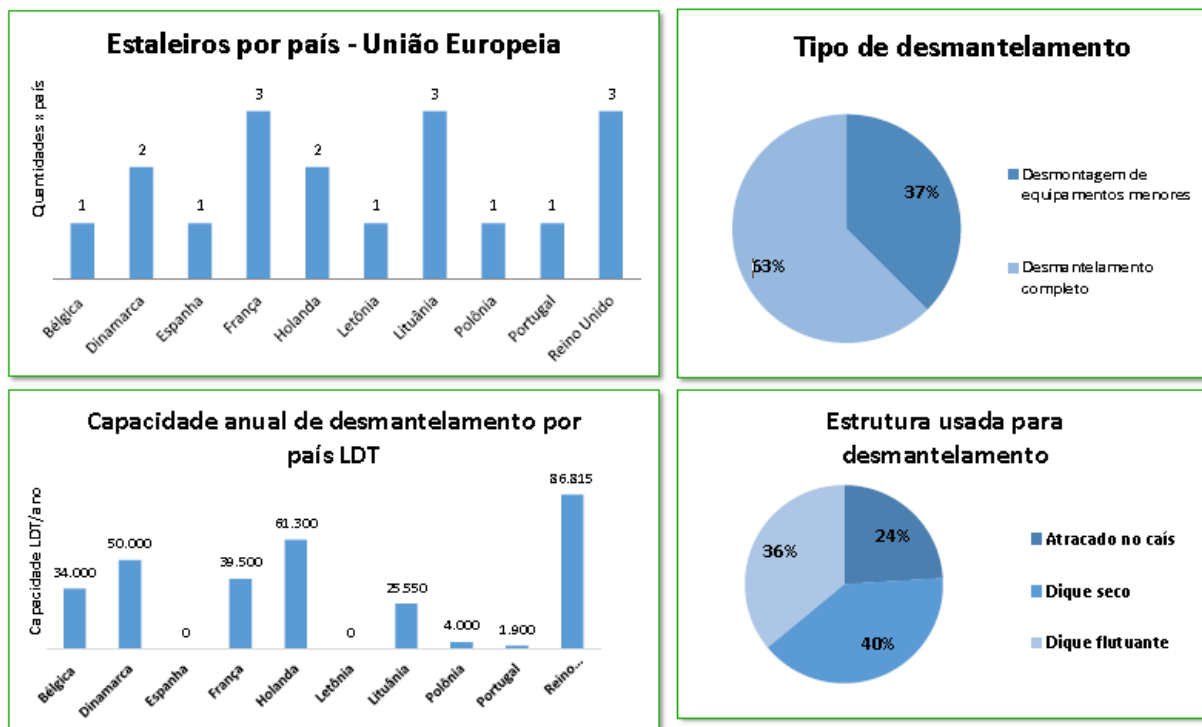


Gráfico 11: Panorama estaleiros da lista UE
Fonte: Pereira, 2017, p. 14

A RUE-13 entrará em vigor conforme abaixo:

Artigo 32. 1. O presente regulamento aplica-se a partir da primeira das duas datas seguintes, mas não antes de 31 de dezembro de 2015: a) seis meses após a data em que o volume anual máximo combinado da reciclagem de navios efetuada nos estaleiros de reciclagem incluídos na Lista Europeia constituir pelo menos 2,5 milhões de toneladas de deslocamento leve (LDT). O volume anual de reciclagem de navios obtido num estaleiro de reciclagem é dado pela soma do peso, expresso em LDT, dos navios que foram reciclados nesse estaleiro num determinado ano. O volume anual máximo de reciclagem de navios é determinado ao selecionar o valor mais alto atingido no anterior período de 10 anos para cada estaleiro de reciclagem ou, no caso de um estaleiro de reciclagem recentemente autorizado, o valor anual mais alto atingido nesse estaleiro; ou b) em 31 de dezembro de 2018 (EUR-LEX, 2013b).

⁴⁸ LDT - *Light displacement tonnes* (Toneladas de Deslocamento Leve) é a unidade de medida que representa o peso do navio ou instalação offshore sem carga, combustível, óleo lubrificante, água de lastro, água fresca e água de alimentação, paíóis de consumíveis, passageiros, tripulação e seus pertences, mas inclui líquidos nas tubulações. É a unidade internacionalmente utilizada para negociar a compra e venda de navios como sucata (DANISH EPA, 2003, p. 3).

A obrigatoriedade do IHM para navios existentes a partir dezembro de 2020 entra em força a partir da entrada em vigor da RUE-13. Os estaleiros asiáticos iniciaram uma corrida para atender aos requisitos CHK-09 e RUE-13 (PEREIRA, 2017, p. 12).

Pereira (2017) enumera interessantes aspectos sobre o desmonte de navios e estruturas *offshore* em sua pesquisa sobre as novas normativas internacionais e sua consequente destinação final, o panorama geopolítico da atualidade (grande demanda da Europa, países asiáticos sem qualificações necessárias) e ao cruzar a capacidade de processamento de estruturas *offshore* nacional com o panorama internacional e aponta interessantes conclusões, enumeradas a seguir.

As legislações internacionais abrem uma oportunidade para o setor no Brasil.
Os estaleiros asiáticos estão se qualificando, muitos já têm ISO (9.000, 14.001 e 18.000);
Haverá uma demanda reprimida em função da capacidade baixa dos estaleiros europeus;
É necessário mapear todos os players que podem beneficiar-se com a reciclagem no Brasil;
É necessário que os estaleiros se certifiquem para atender à CHK-09 e RUE-13;
É necessário entender os entraves legais que envolvem trabalho e preservação do ambiente;
O Setor siderúrgico entende que existe demanda para a sucata pesada no país;
Os estaleiros nacionais precisarão ser competitivos em preço com os asiáticos e
Existe grande oportunidade para o setor gerar mais emprego e renda no Brasil
(PEREIRA, 2017, p. 49).

Estaleiros situados fora da União Europeia (EU) podem qualificar-se para receber navios para reciclagem nos termos da RUE-13, artigos 13º, 15º e 16º (EUR-LEX, 2013b). No Anexo D - formulário e instruções de aplicação para inclusão na “Lista Europeia” de estaleiros qualificados para reciclar navios na forma da RUE-13.

Artigo 13. Requisitos para a inclusão dos estaleiros de reciclagem de navios na Lista Europeia 1. Para ser inscrito na Lista Europeia, um estaleiro de reciclagem de navios deve satisfazer os seguintes requisitos, em conformidade com as disposições pertinentes da Convenção de Hong Kong e tendo em conta as diretrizes pertinentes da OMI, da OIT, da Convenção de Basileia e da Convenção de Estocolmo sobre Poluentes Orgânicos Persistentes, e outras diretrizes internacionais:

Artigo 15. Estaleiros de reciclagem de navios situados num país terceiro 1. Uma empresa de reciclagem de navios proprietária de um estaleiro de reciclagem de navios situado fora da União que pretenda reciclar navios que arvoram a bandeira de um Estado-Membro apresenta à Comissão um pedido de inscrição desse estaleiro na Lista Europeia. 2. O pedido a que se refere o nº 1 é acompanhado pelos elementos comprovativos de que o estaleiro de reciclagem de navios em causa cumpre os requisitos estabelecidos no artigo 13 para efetuar a reciclagem de navios e ser incluído na Lista Europeia nos termos do artigo 16.

Artigo 16. Estabelecimento e atualização da Lista Europeia

1. A Comissão adota atos de execução para estabelecer uma Lista Europeia dos estaleiros de reciclagem de navios: (...) b) localizados num país terceiro cuja inclusão baseie-se numa avaliação das informações e elementos comprovativos fornecidos ou recolhidos em conformidade com o artigo 15 (...) 2. A Lista Europeia é publicada no

Jornal Oficial da União Europeia (...) indicando os estaleiros de reciclagem de navios situados (...) num país terceiro (EUR-LEX, 2013b).

O desmonte de estruturas *offshore* perpetra-se como importante campo de pesquisa voltado ao estudo de oportunidades para a indústria naval brasileira, tendo em vista as novas regulamentações em vigor, capazes de gerar demanda potencial que pode ser atendida pela capacidade de processamento de aço nacional, em torno de 1,17 milhões de t / ano. Na tabela 9 é possível aferir essa capacidade de processamento de LDT nacional.

Tabela 9: Capacidade instalada desmonte Brasil

Capacidade produtiva dos estaleiros brasileiros (Naval e Offshore)

Estaleiro	Estado	Proc.Aço mil t. ano	Edificação	Cais	Projeto	Vocação
Andrade Gutierrez e GDK	BA	0	0	1	novo	Offshore
Atlantico Sul	PE	160	1	2	existente	Navios e Offshore
BrasFels	RJ	50	1	2	existente	Offshore
EBR - Estaleiros do Brasil	RS	110	1	1	novo	Offshore
Eisa	RJ	52	0	3	existente	Navios
Enseada do Paraguaçu	BA	60	1	1	novo	Offshore
Estaleiro CMO	PE	40	0	1	novo	Offshore
Estaleiro OSX	RJ	180	1	1	novo	Navios e Offshore
Inhaúma	RJ	42	1	1	existente	Offshore
Jurong Aracruz	ES	48	1	1	novo	Offshore
Mauá	RJ	36	1	4	existente	Offshore
Quip	RS	80	0	1	existente	Offshore
Rio Grande	RS	120	1	1	existente	Offshore
Enavi-Renavi	RJ	40				
Techint	PR	0	0	1	existente	Offshore
Total		1018	9	21		

Capacidade produtiva dos estaleiros brasileiros (Embarcações Especializadas)

Estaleiro	Estado	Proc.Aço mil t. ano	Edificação	Carreira	Cais	Projeto
Eisa	RJ	10 (52)	0	2	3	existente
Rio Nave	RJ	10 (48)	0	2	4	existente
STX OSV	RJ	15	1	1	1	existente
Aliança	RJ	10	0	1	2	existente
São Miguel	RJ	5	0	1	2	existente
Wilson, Sons	SP	10	1	1	1	existente
Navship	SC	15	0	1	2	existente
Detroit	SC	10	0	1	1	existente
Keppel-Sigmarine	SC	10	0	1	1	existente
Itajaí	SC	12	1	1	1	existente
Estaleiro Oceana	SC	20	1	0	1	novo
Estaleiro STX Promar	PE	20	1	0	1	novo
Estaleiro WS Rio Grande	RS	13	0	1	1	novo
Total		160	5	13	21	

Fonte: Pereira, 2017, p. 34- 35

3.3 DECOM NO BRASIL

Nesta seção discorre-se sobre o panorama do Decom no Brasil.

Ao analisar a instalação de *topside*s no Brasil, contabiliza-se, hoje, a existência de 196 plataformas instaladas, sendo 155 em operação e 41 fora de operação. Destas 41 plataformas fora de operação, 21 são fixas, 11 semissubmersíveis, 7 autoeleváveis e 2 FPSOs (CAPRACE, 2017, p. 54).

Analisando as instalações de *topside*s ao longo do tempo, em números aproximados, havia 12 plataformas fixas em operação até 1977. Nos 10 anos seguintes (1977 a 1987) esse número cresceu em 44 unidades, em grande parte devido às campanhas de obtenção de petróleo em águas rasas naquela época. Após as grandes descobertas de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, na BC, principalmente, o número de plataformas fixas instaladas diminuiu a cada 10 anos subsequente: entre 1987 e 1997 foram instaladas 17 plataformas, 13 entre 1997 e 2007 e, por fim, 6 entre 2007 e 2017 (CAPRACE, 2017, p. 25).

Na contramão da redução do número de novas plataformas fixas, porém, percebe-se o crescente número de novas UEPs sendo instaladas na costa brasileira no mesmo período, em especial na BC.

Com base na realidade de ausência de unidades flutuantes instaladas até 1977, tem-se os seguintes números de novas UEPs instaladas a cada período subsequente de 10 anos: 4, 7, 23 e 65. Essa tendência deve-se a vários fatores como o preço do petróleo, a disponibilidade de financiamento, interesse do estado brasileiro, ajuste do marco regulatório local e existência de corpo técnico capacitado para vencer profundidades cada vez maiores, como pode ser facilmente percebido no capítulo 1, subseção 1.5.1, p. 62, entre outros fatores.

No gráfico 12 é possível ver a evolução dessas instalações de unidades fixas e flutuantes. Observa-se, ainda, a transição do perfil exploratório de águas rasas para profundas e ultraprofundas no Brasil nos últimos 40 anos (CAPRACE, 2017, p. 25).

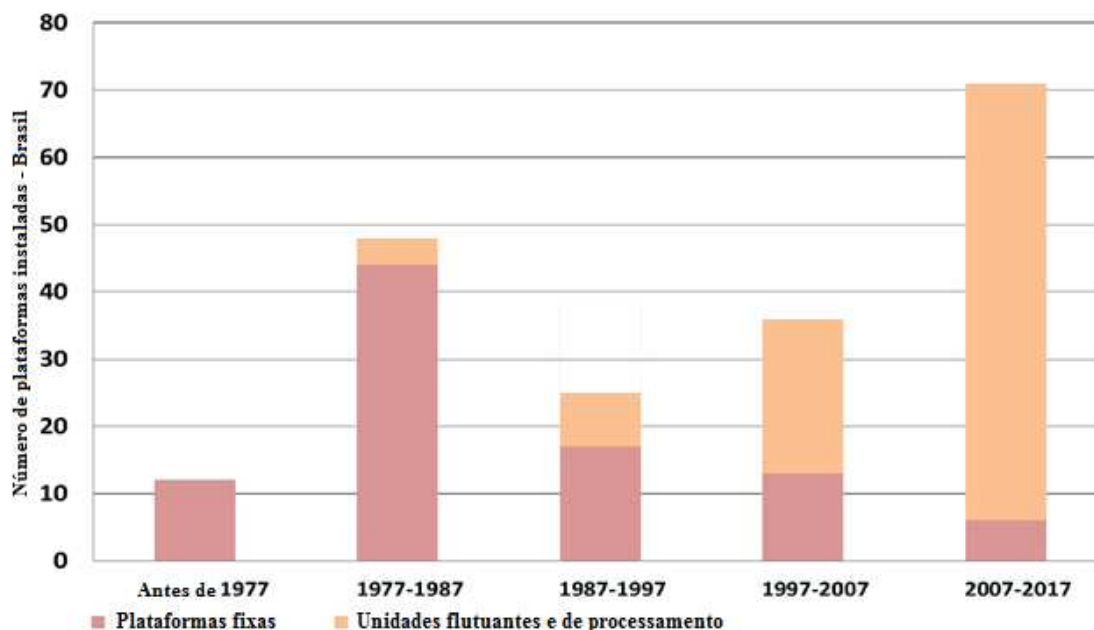


Gráfico 12: Instalação *topside*s Brasil
 Fonte: Caprace, 2017, p. 25 (tradução do autor)

Essas plataformas fixas foram instaladas em LDA menor do que 200 metros, já as unidades flutuantes foram, em sua grande maioria, instaladas em LDA maior do que 200 metros.

Considerando o início de operação de cada plataforma, é possível mensurar o tempo de vida delas na atualidade, bem como quando essas estarão próximas ao limite de vida útil, no futuro, sendo possível, portanto, estimar – ainda que de maneira aproximada – a demanda futura de Decom no Brasil.

No gráfico 13 é possível ver o levantamento de Caprace (2017) de demanda baseada na variável temporal, tanto por profundidade quanto por tipo de plataforma.

De acordo com esses dados, 61 plataformas de produção no Brasil chegaram aos 15 anos ou mais de operação, sendo essa a demanda estimada de de-comissionamento de plataformas e de mais de 165 poços, assim como os equipamentos submarinos associados a essas unidades de produção. O pico de demanda deve ocorrer em um período próximo (dependendo de vários outros fatores, inclusive os políticos). Caprace (2017, p. 53) identifica dois *clusters*⁴⁹ de de-comissionamento na costa brasileira: Bacias Potiguar e Bacia de Campos.

⁴⁹ Do Inglês “grupo” ou “aglomerado” (tradução do autor).

Número de plataformas por lâmina d'água e idade - Brasil

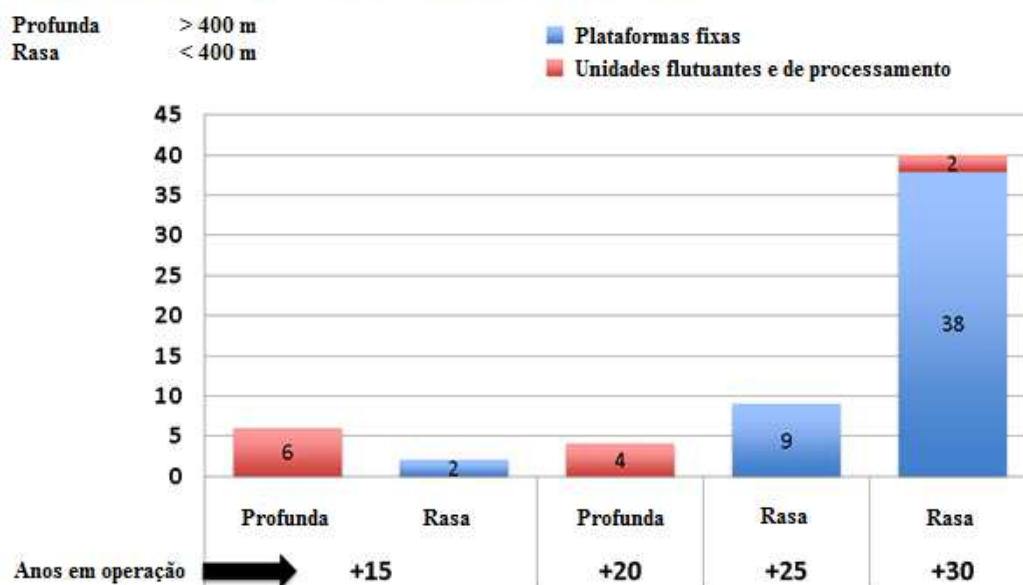


Gráfico 13: Plataformas por Lâmina d'Água e idade
 Fonte: Caprace, 2017, p. 28 (tradução do autor)

Importante esclarecer que o aqui exposto é apenas uma análise da potencial demanda de Decom no Brasil, baseada na variável temporal de operação dos ativos de cada campo de petróleo entre os acima mencionados. A demanda real de abandono de campo somente poderia ser estimada com uma análise técnico-econômica muito mais apurada, levando-se em consideração o CoP de cada campo, a MOE (caso esse método seja aplicado à decisão de “como” fazer o abandono), os custos de operação do sistema de produção e aspectos relacionados à necessidade de investimentos e de financiamentos necessários à execução do de-comissionamento das instalações.

Pesquisas sobre a demanda de Decom no Brasil podem ser objeto de um outro esforço de pesquisa, com o intuito de estimar aspectos específicos sobre desativação de campo de petróleo submarino. A estratégia de cada parte interessada exerce influência no CoP e na escolha do método de abandono.

É plausível, pois, admitir, com base nos dados levantados por Caprace (2017) e também pela observação do que preconiza o marco regulatório local (capítulo 2), que no futuro as execuções de de-comissionamento terão notável incremento no Brasil. Existem, como mostra o mapa 7 e o gráfico 14, alguns campos com grande potencial para de-comissionamento.



Mapa 7: Demanda potencial Decom Brasil
Fonte: Caprace, 2017, p. 52

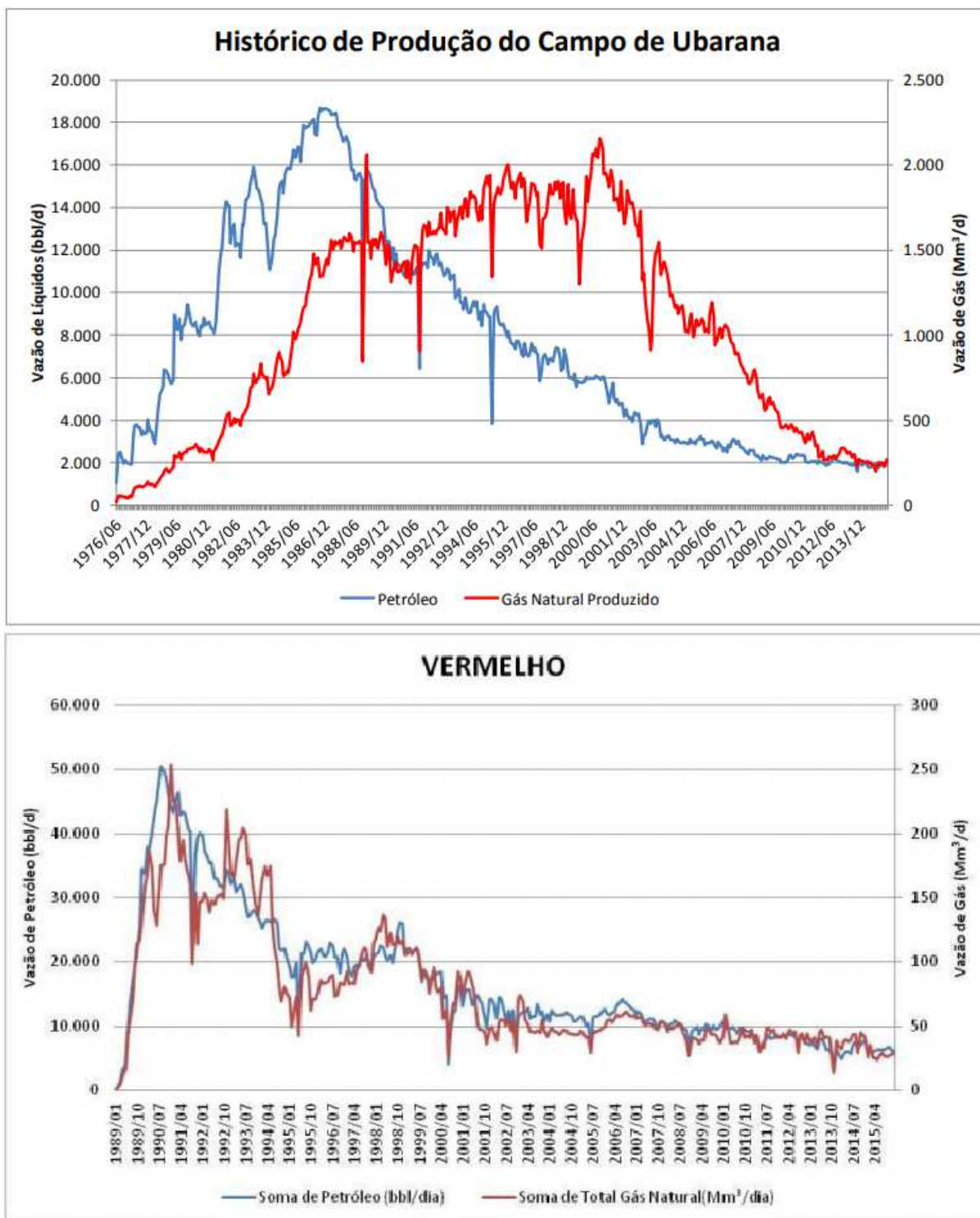


Gráfico 14: Campos com grande potencial para de-comissionamento

Fonte: Caprace, 2017, p. 52

Segundo dados da ANP, a situação dos contratos de concessão das áreas de produção na BC, com vencimento em 2025 é a seguinte: 34 campos vencem contratos de concessão até 2025 e não foram renovados até março de 2017, 2 campos já tiveram contratos renovados até 2052 (MARLIN e VOADOR) e um campo até 2041 (FRADE), conforme quadro 11.

Nome	Operador Contrato	Bacia	Previsão Término contrato
ALBACORA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
ALBACORA LESTE	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
ANEQUIM	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
BADEJO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
BAGRE	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
BARRACUDA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
BICUDO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
BIJUPIRÁ	Shell Brasil Petróleo Ltda.	Campos	30/07/2025
BONITO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
CARAPEBA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
CARATINGA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
CHERNE	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
CONGRO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
CORVINA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
ENCHOVA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
ENCHOVA OESTE	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
ESPADARTE	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
FRADE	Chevron Brasil Upstream Frade Ltda.	Campos	30/07/2025 - 2041
GAROUPA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
GAROUPINHA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
LINGUADO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
MALHADO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
MARIMBÁ	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
MARLIM	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025 - 2052
MARLIM LESTE	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
MARLIM SUL	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
NAMORADO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
PAMPO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
PARATI	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
PARGO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
PIRAÚNA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
RONCADOR	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
SALEMA	Shell Brasil Petróleo Ltda.	Campos	30/07/2025
TRILHA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
VERMELHO	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
VIOLA	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025
VOADOR	Petróleo Brasileiro S.A.	Campos	30/07/2025 - 2052

Quadro 11: Contratos BC com vencimento em 2025
Fonte: Barbosa, 2017

Para que seja possível avançar do campo das estimativas para o das execuções de Decom no Brasil, é necessário obter informação primária de operadores, agentes governamentais ou partes envolvidas no processo. Como já mencionado na introdução, a iniciativa de pesquisar a fase final de campanha de extração de petróleo no Brasil – o abandono - requer um “esforço de pesquisa sem o apoio de fontes e referências nacionais” (LUCZYNSKI, 2002, p. 4). De fato, durante o período em que esta pesquisa foi elaborada (2016 e 2017) foram encontrados entraves e dificuldades diversas, notadamente dificuldade na obtenção de informações sobre de-comissionamento de campos na BC, inexistência de artigos acadêmicos específicos sobre o tema e a falta de publicações e documentos no tocante ao abandono de campo constituem, entre outros fatores, em uma realidade tangível sobre o tema no Brasil. Para viabilizar o acesso a informações sobre de-comissionamento de campos de petróleo na BC foi necessário invocar o uso da LAI em muitas etapas.

A Lei nº 12.527, sancionada pela Presidência da República em 18 de novembro de 2011, tem o propósito de regulamentar o direito constitucional de acesso dos cidadãos às informações públicas e seus dispositivos são aplicáveis aos três Poderes da União, Estados, Distrito Federal e Municípios.

A publicação da Lei de Acesso a Informações significa um importante passo para a consolidação democrática do Brasil e, também, para o sucesso das ações de prevenção da corrupção no país. Por tornar possível uma maior participação popular e o controle social das ações governamentais, o acesso da sociedade às informações públicas permite que ocorra uma melhoria na gestão pública. (E-SIC, 2017).

A informação sobre campos de petróleo em processo de abandono foi obtida por meio de entrevistas, reuniões presenciais, por troca de mensagens eletrônicas com universidades, agentes do governo e operadores e, principalmente, pelo uso da LAI. A título de ilustração do expediente para a obtenção de informações, que foi um dos grandes obstáculos no esforço de composição desta pesquisa, por meio do uso da LAI foi possível enviar o pedido protocolado em 31 de janeiro de 2017, sob número 48700000441201705, respondido em 22 de fevereiro de 2017, sem as informações solicitadas, sob o argumento de que “[...] esses dados podem representar vantagem competitiva a outros agentes econômicos, estando sujeitos à confidencialidade, consoante com o § 2º do artigo 5º do Decreto nº 7.724/2012, que regulamentou a Lei 12.527/2011” (Anexo C). Por meio do recurso administrativo impetrado em 4 de março de 2017, a resposta com os dados solicitados finalmente chegou em 13 de março de 2017, após 41 dias do protocolo da solicitação inicial. Esse expediente foi adotado repetidas vezes em razão de um grande número de informações necessárias aos objetivos desta pesquisa. O quadro 12 traz o histórico do que foi citado.

Histórico do Pedido		
Data do evento	Descrição do evento	Responsável
31/01/2017 15:57	Pedido Registrado para o Órgão ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	SOLICITANTE
20/02/2017 17:38	Pedido Prorrogado	MME – Ministério de Minas e Energia/ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
22/02/2017 09:57	Pedido Respondido	MME – Ministério de Minas e Energia/ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
04/03/2017 19:33	Recurso de 1a. instância registrado	SOLICITANTE
13/03/2017 13:35	Recurso de 1a. instância respondido	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Quadro 12: Histórico pedido Decom campos BC
 Fonte: LAI protocolo 4870000441201705

Segundo Caprace (2017, p. 52), na BC há a demanda potencial de Decom nos campos de Vermelho, Albacora e Marlin, este último teve concessão renovada até 2052.

A ANP, em resposta à solicitação de informação via LAI, informa, em fevereiro de 2017, que os seguintes campos foram devolvidos na BC: Carapicu, Carataí, Tubarão Tigre, Tubarão Areia, Tubarão Gato e Rêmora. Nenhum desses campos, entretanto, chegou a iniciar a produção, não possuindo, portanto, sistema de produção submarino a ser desmobilizado, não podendo, por isso, serem utilizados como referência para esta pesquisa sobre Decom de campos submarinos. Ver Anexo C.

Em alguns campos na BC houve retirada de plataformas: FPSO Espadarte (2011) - Campo de Espadarte, P-27 (2014) - Campo de Voador, FPSO Brasil (2014) - Campo de Roncador, FPSO Marlim Sul (2015) - Campo de Marlim Sul, FPSO JK (2012), também conhecida como P-34 - Parque das Baleias (área de Jubarte) e FPSO Seillean (2009/2010) - Parque das Baleias (área de Cachalote). Não nos foi franqueado acesso à informações sobre o Decom dos campos de O&G associados a essas UEPs, por isso foi necessário descartar a análise desses sistemas nesta pesquisa. Outros projetos encontram-se em análise na ANP: P-07 do Campo de Bicudo, P-12 dos Campos de Badejo, Linguado e Trilha e P-15 do Campo de Piraúna. Estas 3 instalações possuem sistemas de produção submarinos a serem de-comissionados na BC, porém tanto a ANP quanto a Petrobras não forneceram documentos ou dados sobre o estado do processo de abandono desses campos (PDI, o PD ou o PAT), em atendimento à Resolução 27/2006 da ANP, conforme solicitado via LAI.

Em reunião realizada na ANP, em 22 de agosto de 2017, como mostra a figura 34, foram obtidos alguns esclarecimentos e informações importantes sobre o processo de Decom no Brasil. Os campos com PDI submetido e sob análise da ANP na BC são Bicudo (P7), Badejo / Linguado / Trilha (P12), Piraúna / Garoupa (P15), Albacora (P33) e o campo de Tubarão Azul. Foi também informado nessa reunião que na bacia do ES (BES) existe um campo com PAT e PDI submetidos à aprovação da ANP para abandono em fase avançada de análise: o campo de Cação.



Reunião Descomissionamento - Sr Jime
ter 22/08/2017 10:30 -
11:30

Attendance is **required** for Jime Braga
 Chair: **emontez@anp.gov.br**
 Sent By: **Edson Montez <emontez@anp.gov.br>**
 Location: Sala de Reunião SSM - 18 andar Anexo

[Hide Details](#)

 This entry has an alarm. The alarm will go off 30 minutes before the entry starts.

Required: jimebraga@bol.com.br, Jime Braga/Norskan, randrade@anp.gov.br

Figura 34: Reunião Descomissionamento com ANP
 Fonte: Acervo pessoal do autor

Sumarizando os esforços para obter informações sobre abandono de campos de petróleo, chega-se ao seguinte disponibilidade de fontes primárias:

- a) PDI em aprovação na ANP: BICUDO, BADEJO, LINGUADO, TRILHA, GAROUPA, ALBACORA E TUBARÃO AZUL (BC) e CAÇÃO (BES);
- b) Informações oficiais e incompletas: TUBARÃO AZUL (BC); e
- c) PDI e PAT disponíveis: CAÇÃO (BES).

As informações do abandono de Tubarão Azul foram obtidas por meio de solicitação de informações via LAI enviada em 31 de janeiro de 2017, resultando na entrega de uma apresentação com dados superficiais sobre o Decom de Tubarão Azul. Já o acesso ao PDI e ao PAT do campo de Cação foi obtido por meio de solicitação de informações via LAI enviada em 9 de setembro de 2017 e respondida pela Ouvidoria da Petrobras em 3 de outubro de 2017, por meio do Serviço de Informação ao Cidadão.

3.3.1 Tubarão Azul

As fases de Desenvolvimento, Produção e Abandono do campo de Tubarão Azul aconteceram entre setembro de 2010 e novembro de 2016. A curta duração desse campo deveu-se a muitos fatores. Os principais fatores que reduziram o tempo do ciclo de vida desse campo foram o baixo desempenho da produção em relação ao esperado e o esgotamento prematuro das reservas do mesmo.

O campo de Tubarão Azul está localizado na BC, a 60 km de Arraial do Cabo / RJ, em uma profundidade de 130 metros. O sistema de produção de projeto consistia no FPSO OSX-01, equipamentos submarinos, linhas flexíveis e umbilicais de controle interconectando o sistema submarino de produção ao FPSO e a 3 poços produtores. O sistema de ancoragem do OSX-01 é do tipo *Turret* interno, ancorado ao leito marinho. O FPSO possui 270 metros de comprimento, capacidade para 80 Pessoas a Bordo (POB) e pode processar 40 mil barris de petróleo, 12 mil barris de água e 350 mil m³ de gás diariamente (OGPAR, 2016, p. 5).

Esse sistema de produção foi instalado e operado pela OSX e, posteriormente, transferido para a DOMMO, conforme o mais recente sumário executivo constante na ANP. As empresas do grupo EBX, incluindo a OGX, enfrentam processo de recuperação judicial. As fases de Desenvolvimento, Produção e Abandono (até o momento) podem ser visualizadas no cronograma da figura 35. O CoP do campo foi em 30 de agosto de 2015.

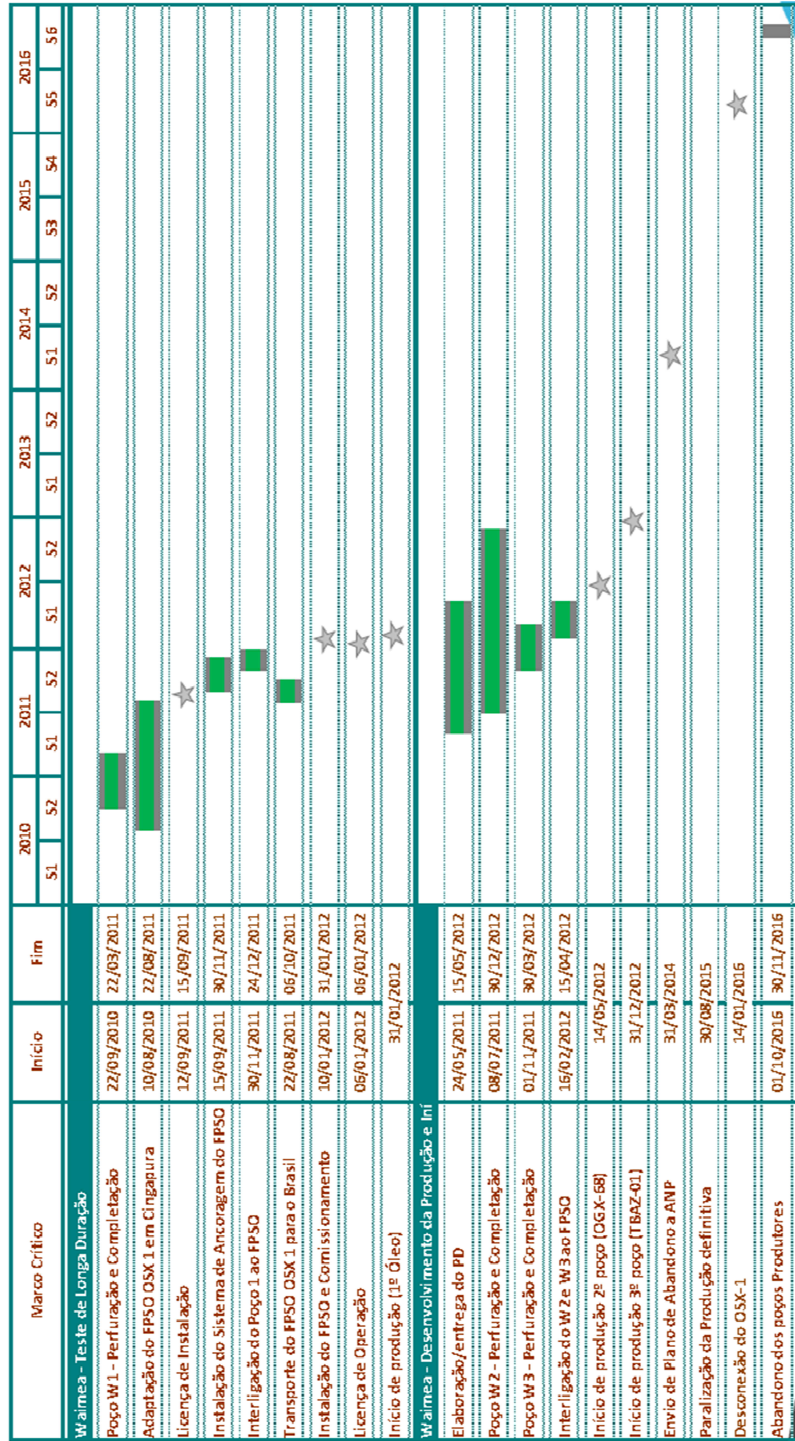
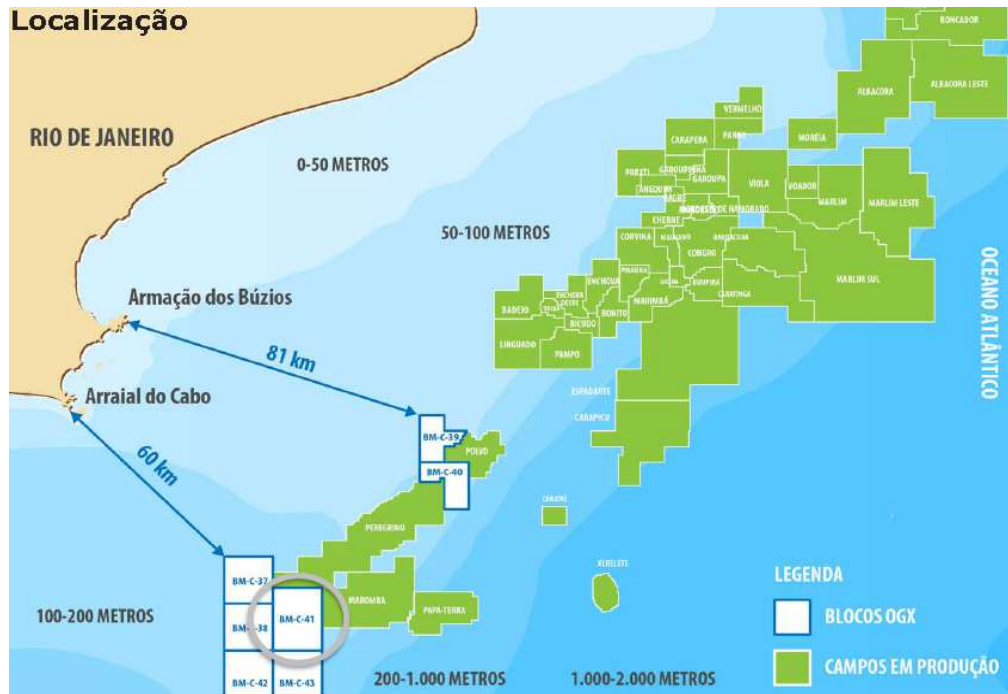


Figura 35: Cronograma de desenvolvimento Tubarão Azul
 Fonte: OGP, 2016, p. 7

O FPSO foi removido e levado para o exterior em 22 de janeiro de 2016, após acordo com credores dele, mais de 4 meses após o CoP. Essa demora foi em decorrência de, além da necessidade de acordo com credores, discussões com a ANP, no que diz respeito à situação de mecanismos garantidores da execução do abandono, que foi dividido em 3 fases: remoção do

FPSO, abandono dos poços e de-comissionamento do sistema submarino de produção. A seguir, o mapa 8 mostra a localização do campo de Tubarão Azul.



Mapa 8: Localização do campo Tubarão Azul
Fonte: OGPARG, 2016, p. 4

A remoção do FPSO OSX-01 já ocorreu, o abandono de poços estava previsto para ocorrer em 2016 e o Decom submarino está previsto para ter início em 2019.

O Projeto atualmente aprovado prevê a retirada dos equipamentos submarinos instalados, destruição e descarte em terra;
Hoje, além do alto custo para retirar/destinar os equipamentos submarinos de forma segura, sem riscos ambientais e sem comprometer a segurança dos envolvidos, são questionáveis os efetivos ganhos ambientais integrados dessa retirada;
O fato de os equipamentos estarem inertizados e integrados ao ambiente neste momento, aliado aos impactos integrados das complexas operações de remoção, transporte, corte e destruição desses materiais e dificuldades de reciclagem total deles, propiciam ainda mais interesse em aprofundar a pesquisa (OGPAR, 2016, p. 15).

3.3.2 Cação

O Campo de Cação foi descoberto em 1977, e a produção foi iniciada em agosto de 1978, com o lançamento das plataformas de PCA-1 e PCA-2. Em 1986, foi apresentada a terceira plataforma do Campo (PCA-3). Com o encerramento da produção, a Petrobras

procedeu a devolução antecipada da Concessão, formalizada à ANP em 17/03/2014. Em janeiro de 2015, a Petrobras protocolou na ANP o PDI na fase de produção do Campo de Cação. As operações de abandono/desativação foram iniciadas em dezembro de 2015, após obtenção de autorização dos órgãos competentes (PETROBRAS, 2017f).

Cação, portanto, é um campo *offshore* que se localiza no litoral norte do Estado do Espírito Santo, acerca de 7 km da costa, situado na coordenada geográfica 19°05'49,79 Sul e 39°39'17,83'' Oeste, numa área cuja LDA é de 19 m. A distância à cidade de São Mateus é de 47 km. A plataforma de Cação é constituída de 3 unidades fixas de produção integradas e interligadas por passarelas: PCA-01, PCA-02 e PCA-03. Existem 13 poços distribuídos entre as três estruturas da plataforma de Cação. Deles, sete são produtores, cinco são poços injetores de água e ainda há um poço exploratório. Todos os poços encontram-se fechados (PETROBRAS, 2015, p. 9 e 11).

O Relatório Final de Desativação de Instalações deverá ser concluído após o término das atividades previstas no PDI, à luz da legislação brasileira aplicável e conforme previsto na Resolução ANP 27, de 10 de outubro de 2006 (capítulo 8º do Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção). Nesse relatório serão incorporadas algumas alterações do escopo do Programa de Desativação, que foram necessárias em razão do pioneirismo dessa atividade no Brasil. A concessão ao acesso do processo administrativo nº48610.0067713/2014-39 é de competência da ANP (PETROBRAS, 2017f).

No PAT, enviado pela ouvidoria da Petrobras, apesar de estar incompleto, pode-se verificar as atividades de desativação do campo informadas à ANP conforme tabela 10.

Tabela 10: Cronograma de atividades e informações do campo de Cação

DESCRÇÃO DAS ATIVIDADES	UNED.	QUANT.	2017				2018	2019	2020	2021
			1º Trim.	2º Trim.	3º Trim.	4º Trim.				
XI - Desativação do Campo										
XI.2 Retirada de Equipamentos	Unidade	6,00	X	X	X	0,00	0,00	0,00	0,00	
XI.2.1 Desmontagem de convéses	Unidade	1,00	X	X		0,00	0,00	0,00	0,00	
XI.2.2 Mobilização, Corte e Remoção das plataformas	Unidade	1,00	X	X	X	0,00	0,00	0,00	0,00	
XI.2.3 Linhas de produção, injeção e gás lift	Unidade	3,00	X			0,00	0,00	0,00	0,00	
XI.2.4 Duto terrestre	Unidade	1,00	X			0,00	0,00	0,00	0,00	
XI.2.5	Unidade									
XI.2.6	Unidade									
XI.3 Recuperação Ambiental	Km²	1,00	X	X	X	0,00	0,00	0,00	0,00	
XI.3.1 Recuperação Ambiental	Km²	1,00	X	X	X	0,00	0,00	0,00	0,00	
XI.4 Outros										
XI.4.1 Gerenciamento do projeto		3,00	X	X	X	2,00	0,00	0,00	0,00	
XI.4.2 Inspeções		1,00	X	X	X	1,00	0,00	0,00	0,00	
XI.4.3 Gerenciamento de Risco		1,00	X	X	X	1,00	0,00	0,00	0,00	

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

Ano: 2017

Sigla e Nome do Campo: CA - CACAO

Nº do Contrato: 48000.003735/97-91

Ca. Operadora: PETROBRAS

Versão: Original

Data de Emissão: 15/9/2017

Município/UF: ES

Etapa de Produção: Em fase de devolução



Programa Anual de Trabalho e Orçamento - PAT (Aprovado)

CRONOGRAMA DE ATIVIDADES

Ano: 2017

Sigla e Nome do Campo: CA - CACAO

Nº do Contrato: 48000.003735/97-91

Ca. Operadora: PETROBRAS

Versão: Original

Data de Emissão: 15/9/2017

Município/UF: ES

Etapa de Produção: Em fase de devolução

XI - Desativação do Campo
 ESTÁ EM EXECUÇÃO AS ATIVIDADES DE DESATIVAÇÃO DA PLATAFORMA MARÍTIMA DA CONCESSÃO, COM A PREVISÃO DE CONCLUSÃO PARA 2018. CONFORME PROGRAMA DE DESATIVAÇÃO DAS INSTALAÇÕES ENVIADA A ESTA AGÊNCIA.

Após análise de diversas alternativas para o desenvolvimento de Cação, em 2010, as justificativas apresentadas para a devolução antes do fim do contrato de concessão, em 2015, foram relacionadas à inviabilidade econômica do campo comprovada por estudos de opções técnicas e estudos de projeções econômicas. Foram encontradas situações de operação com apenas dois poços de produção, perfuração de um terceiro poço de produção, operação remota das plataformas com consequente redução do quadro de embarcados, reativação de poços de injeção de água e restauração de poços de produção e de injeção. Nenhuma dessas alternativas mostrou-se economicamente viável, levando a Petrobras a solicitar à ANP a devolução antecipada da concessão e a informar a suspensão da produção (PETROBRAS, 2015, p. 7).

Foi elaborado, em setembro de 2013, um Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) em que foram reavaliados os cenários de revitalização e manutenção da produção levantados em 2010. Todos os cenários avaliados no EVTE apresentaram Valor Presente Líquido (VPL) negativo, confirmando inviabilidade econômica da concessão. Os estudos realizados em 2010 e 2013 chegaram à conclusão da necessidade de devolução antecipada da concessão de Cação à ANP, não somente devido à inviabilidade econômica, mas também em razão da necessidade de remoção das unidades de produção PCA-01, PCA-02 e PCA-03 (figura 36), cujas jaquetas completaram 30 anos de vida útil em 2012. Embora a vigência do contrato de concessão de Cação esteja prevista até de 2025, o abandono do campo já estava previsto para 2012, em virtude do término da vida útil das jaquetas: 30 anos em operação (PETROBRAS, 2015, p. 8).

Cação obteve 33,47% de fator de recuperação final: foram recuperados 2,78 M m³ de um volume original de óleo *in place* de 8,3 M m³.

PCA-01: é a estrutura que sustenta os *risers* (tubulações) provenientes dos poços produtores 1-ESS-26, 3-ESS-27D e 3-ESS-29D. Foi lançada em 1978 e é dotada de 3 pernas com diâmetro de 34 pol cada uma. A jaqueta inferior tem dimensões 11,08 x 11,08 x 12,34 m (triangular) e a superior 6,36 x 6,36 x 7,11 m (triangular), totalizando 67,0 toneladas (figura 36). O convés inferior (*cellar deck*) possui 12,5 x 8,0 m.



Figura 36: Plataformas de Cação
Fonte: Petrobras, 2015, p. 11

PCA-02: foi lançada em 1982 e é a maior estrutura do conjunto. É dotada de 4 pernas com diâmetro de 34 pol cada uma, sendo as dimensões da jaqueta inferior igual a 20,43 x 15,44 m e da jaqueta superior 15,54 x 12,38 m, totalizando 183,9 toneladas. O *cellar deck* mede 32,0 m x 26,75 m.

PCA-03: foi lançada em 1986. É estruturada em 4 pernas com diâmetro de 34 pol cada uma, sendo as dimensões da jaqueta inferior igual a 12,22 x 12,22 m e da jaqueta superior 6,55 x 6,55 m, totalizando 103,2 toneladas. O *cellar deck* mede 20,0 m x 17,5 m.

Na tabela 11 pode-se verificar os dados gerais do sistema de dutos do sistema de transferência de Cação.

Tabela 11: Dutos de transferência – Cação

	GASODUTO DN 4"	OLEODUTO DN 6"	GASODUTO DN 10"
Instalação	Jan/1988	Jan/1981	Jan/1981
Espessura nominal (pol)	0,200"	0,280"	0,366"
Comprimento (km)	20,11	18,55	18,54
Volume (m³)	130	312	810
Especificação do Material	API 5L Grau B	API 5L Grau B	API 5L Grau B
Fluido de trabalho	gás	óleo	gás
Pressão Máxima de Operação (kgf/cm²)	88	52	7
Classe de pressão dos acessórios	900#	600#	300#
Função no sistema	Transferir o gás comprimido da Estação de Fazenda Cedro para o sistema de elevação dos poços de Cação.	Escoar o líquido produzido (óleo e água), que sai do separador bifásico de Cação, para a Estação de Fazenda Cedro.	Transferir o gás produzido, separado na plataforma de Cação, para a Estação de Fazenda Cedro.

Fonte: Petrobras, 2015, p. 28

Quanto à planta de produção, o sistema de Cação possui um *manifold* constituído por um coletor de produção e um coletor de teste. O coletor de produção está dimensionado para receber o produto de 8 (oito) poços (1.200 m³/dia de óleo). O coletor de teste recebe o rendimento individual de cada poço a uma vazão máxima de 400 m³/dia (PETROBRAS, 2015, p. 31). A interligação entre o *manifold* e as árvores de natal dos poços produtores é feita por dutos submarinos. Além do *manifold*, as árvores de natal do sistema contam com separadores de produção, lançador de *pig*, sistemas de injeção de produtos químicos, separador de teste, entre outros componentes.

Os demais sistemas instalados nas plataformas são: drenagem, circulação de água salgada, água potável, geração de energia, óleo combustível, ar comprimido, salvatagem, elevação de cargas, combate a incêndio, dilúvio, acomodações e outros subsistemas. Na figura 37 há a descrição da distribuição dos poços do campo de Cação pelas plataformas.

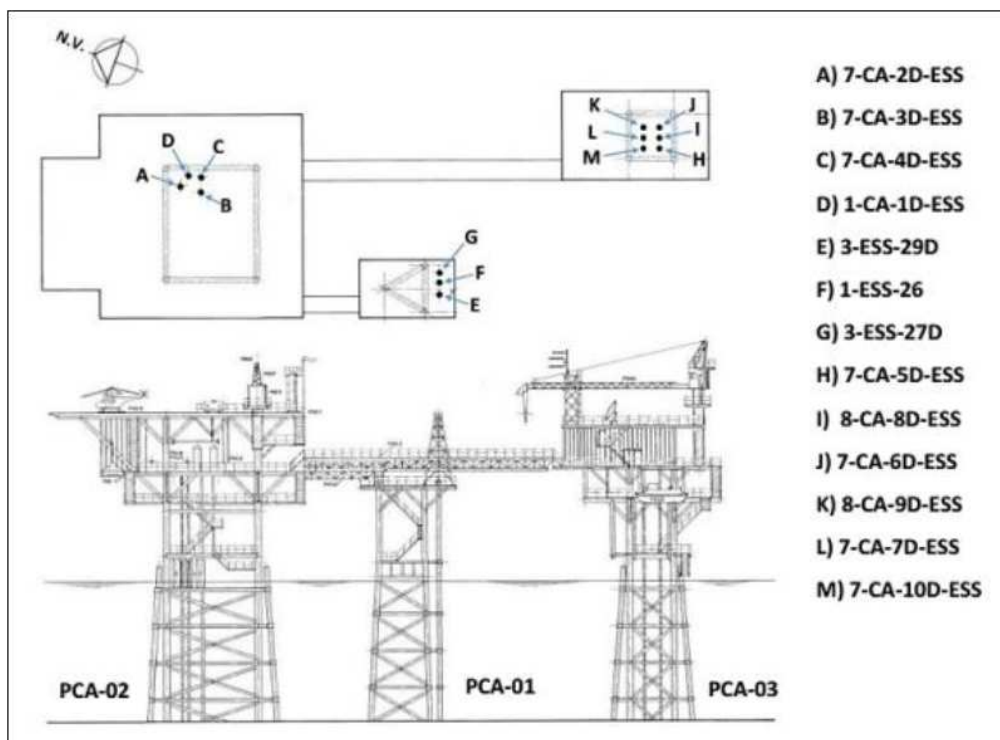


Figura 37: Poços de Cação
 Fonte: Petrobras, 2015, p. 13

As operações previstas no projeto de Desativação do Campo de Cação são: (PETROBRAS, 2015, p. 41 - 46).

- 1) Preparo das instalações de Cação para de-comissionamento: a fase inicial do abandono consiste em realizar intervenções na plataforma visando prepará-la às etapas seguintes. Durante essa fase serão realizadas manutenções no sistema de coleta de produção entre os poços e o vaso separador; manutenção dos guindastes de PCA-02 e PCA-03; despressurização dos poços e lavagem interna das linhas e vasos, com o escoamento do líquido para a Estação de Fazenda Cedro. Posteriormente, as tubulações e vasos de Cação deverão passar por limpeza final, preferencialmente à base de água e/ou vapor, de forma que possam ser disponibilizados para reúso ou reciclagem completamente livres de hidrocarbonetos;
- 2) Remoção das tubulações submarinas que interferem na Aproximação da plataforma autoelevatória (sonda): o estudo da aproximação e das movimentações da sonda P-59 para abandono dos poços de PCA-01, PCA-02 e PCA-03, em fase final de conclusão, identificou a necessidade de remoção de duas tubulações submersas que se estendem pelo leito marinho, sendo uma de

- 6” de diâmetro e cerca de 110 m de comprimento e outra de 10” e aproximadamente 200 m de comprimento;
- 3) Abandono permanente dos poços: a Documentação para Autorização de Abandono de Poço durante a Fase de Produção (DAP), divulgada pela ANP, foi apresentada pela Petrobras e entregue à ANP em reunião realizada em 25/9/2014. As intervenções com sonda serão realizadas na seguinte sequência: Abandono dos poços de PCA-01, Abandono dos poços de PCA-02, Desmontagem do guindaste de PCA-3 e Abandono dos poços de PCA-03;
 - 4) Desativação permanente dos três dutos de transferência: o oleoduto de 6” e os gasodutos de 4” e 10” terão os trechos submarino e terrestre mantidos no local e desativados conforme procedimento de desativação permanente previsto no Regulamento Técnico ANP. Os Planos de Desativação Permanente dos 3 dutos foram revisados após Análise Preliminar de Risco (APR) que avaliou cenários de perda de contenção em atividades com movimentação de fluidos durante o de-comissionamento de Cação; e
 - 5) Desmontagem dos conveses: antes de executar-se o corte, a remoção e a disposição final das estruturas de conveses e jaquetas das plataformas PCA-01, PCA-02 e PCA-03, todos os equipamentos e tubulações deverão ser retirados.
 - 6) Corte, remoção e disposição final das estruturas de conveses e jaquetas: Concluída a retirada de todos os equipamentos, materiais e tubulações instalados nas plataformas, a balsa BGL-01, pertencente à Petrobras, executará os trabalhos de corte e remoção de conveses e jaquetas, contando com auxílio de balsas de serviço.

A desmontagem dos conveses das plataformas de Cação será executada de forma simultânea com a operação de desativação permanente dos poços, sendo que a sequência de desmontagem dos conveses foi definida conforme demonstrado no quadro 13, de acordo com a sequência de intervenção da sonda em cada unidade. A desmontagem dos conveses será feita com a utilização de guindastes instalados nas plataformas de PCA-02 e PCA-03, e contará com o apoio de rebocadores para transporte dos materiais até o porto.

Operação da sonda	Desmontagem dos conveses
Abandono dos poços PCA-01	PCA-03
Abandono dos poços de PCA-02	PCA-01 e PCA-03
Desmontagem do guindaste de PCA-03	PCA-02
Abandono dos poços de PCA-03	PCA-01 e PCA-02
-	Desmontagem de equipamentos e tubulações remanescentes em PCA-02 e PCA-03

Quadro 13: Sequência desmontagem *topside* Cação
 Fonte: Petrobras, 2015, p. 45

Os equipamentos e tubulações retirados serão inspecionados e aqueles que puderem ser aproveitados em outras instalações serão disponibilizados para uso, sendo comunicado à ANP a destinação final. Os demais equipamentos e materiais serão separados, classificados e a destinação final obedecerá ao critério de classificação, podendo ser sucateado, reciclado ou disposto adequadamente. Os materiais e equipamentos retirados da plataforma, bem como a disposição final, serão detalhados no RFDI, conforme previsto na ANP 27/2006. Os rebocadores atracarão em terminal da Companhia Portuária Vila Velha (CPVV). Quanto à balsa de serviço, caso seja utilizada, a atracação será realizada em porto público localizado no município de Vitória, sendo todo o material transferido para o Terminal Intermodal de Serra (TIMS), via carreta. Os lotes de materiais (ex.: sucata ferrosa, sucata não ferrosa) serão leiloados após armazenamento no TIMS.

As jaquetas serão cortadas ao nível do leito marinho, conforme previsto Resolução ANP 27/06 para áreas não sujeitas a processos erosivos. Para executar esse corte será realizada escavação do leito marinho, ao redor das pernas das jaquetas. O objetivo é não deixar em solo marinho nenhuma estrutura que possa rasgar ou prender redes de pesca, visto que a plataforma se encontra a mais de 3 milhas náuticas da linha da praia, o que possibilitaria a pesca de arrasto no futuro. O corte submarino das estacas das jaquetas será feito com fio adiamantado, sendo necessária a inspeção e limpeza prévia do fundo (PETROBRAS, 2015, p. 50).

Visto que a jaquetas já atingiram o seu tempo de vida útil em 2012, e que os conveses são estruturas ultrapassadas, projetadas no fim da década de 1970, não há possibilidade de reaproveitamento deles. A Petrobras propõe que todas as unidades que serão cortadas, içadas e, então, transportadas para alto-mar e dispostas em área de águas profundas de 300 m x 300 m, localizada a cerca de 80 km do campo de Cação, conforme demonstrado no mapa 9. O levantamento visual dessa região foi realizado em outubro de 2014, demonstrando a ausência de corais de águas profunda no local (PETROBRAS, 2015, p. 51).

O peso total das 10 unidades que serão removidas por içamento é igual a 1784,1 ton. Ver estruturas na figura 38: aqui é possível perceber a separação das partes, e respectivos pesos, com o propósito de elaborar a melhor estratégia de uso dos meios de içamento e transporte, levando-se em consideração aspectos operacionais e de segurança.



Figura 38: Unidades Decom de Cação
Fonte: Petrobras, 2015, p. 49-50

Ficou estabelecido que esse projeto seria avaliado pelo IBAMA em duas etapas:

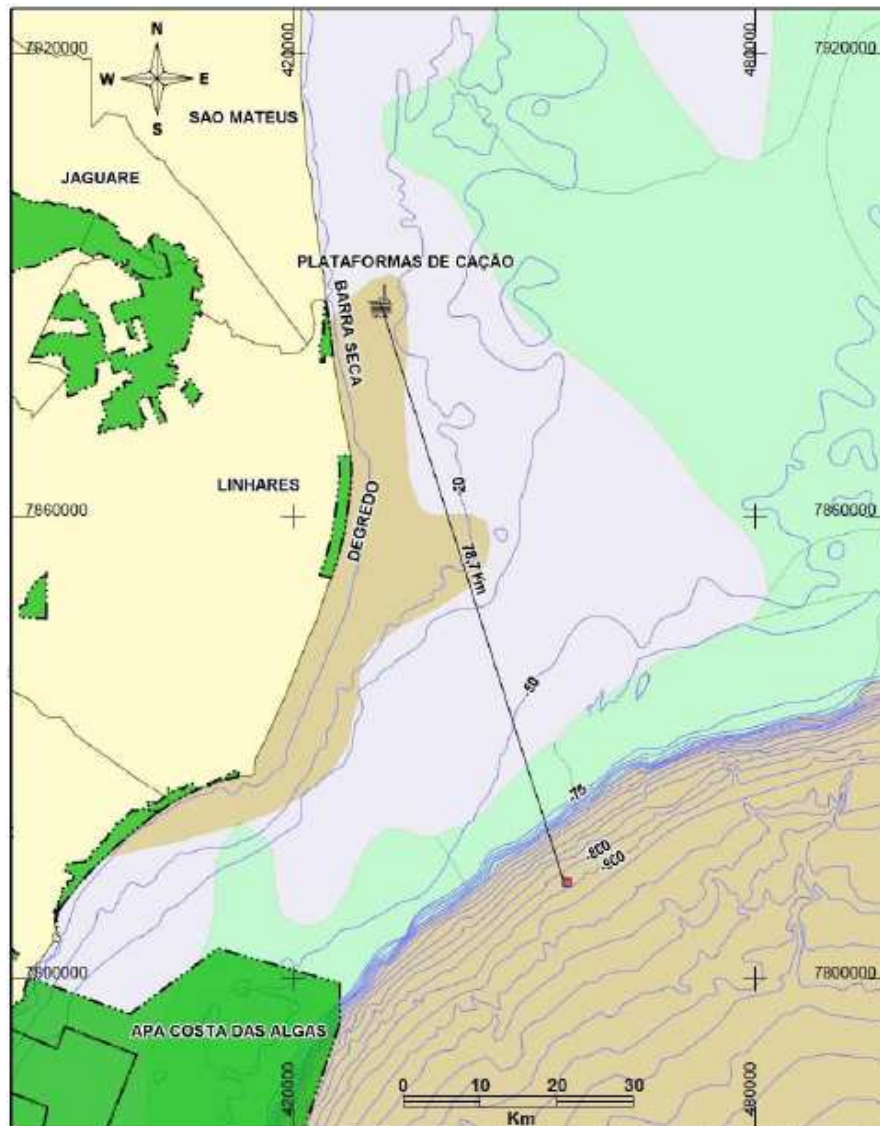
Etapa 1:

- 1) Preparo das instalações de Cação para descomissionamento;
- 2) Remoção das tubulações submarinas que interferem na aproximação da plataforma autoelevatória (sonda);
- 3) Abandono permanente dos poços;
- 4) Desativação permanente dos três dutos de transferência; e
- 5) Desmontagem dos conveses.

Etapa 2:

- 1) Corte e disposição final de *topside* e jaquetas em água profundas; e
- 2) Emissão do Relatório Final de Desativação das Instalações.

Essa divisão em duas etapas objetiva o cumprimento dos prazos previstos para as atividades de abandono dos poços e desmontagem dos conveses (Etapa 1) e, ao mesmo tempo, disponibiliza prazo adequado para que o IBAMA possa analisar a proposta de corte, remoção e disposição final das estruturas de conveses e jaquetas (Etapa 2). A mobilização das embarcações para a execução da Etapa 2 está prevista para novembro de 2016. A data prevista para entrega do Relatório Final de Desativação das Instalações seria 30 de novembro de 2017 (PETROBRAS, 2015, p. 56). O mapa 9 exibe a pretensa locação final e a figura 39 exibe o cronograma geral proposto para o abandono do campo de Cação.



Mapa 9: Disposição final Cação
Fonte: Petrobras, 2015, p. 52

3.4 DECOM NO REINO UNIDO

É perceptível a disponibilidade de documentos, artigos, relatórios oficiais, publicações e dados analiticamente organizados sobre a atividade de Decom no Reino Unido, tanto dos representantes do governo quanto dos operadores dos campos de petróleo e gás no MN. O acesso a lições aprendidas e estudos de caso de Decom no MN é igualmente simplificado. Nota-se também a grande profusão de análises financeiras, ambientais, de risco, de alternativas e técnico-operacionais de todas as fases do Decom, com perspectivas do estado, dos operadores e das partes interessadas. Eventuais comunicações com órgãos do governo do Reino Unido e operadores de petróleo são rápidas, assertivas e descomplicadas. Em síntese: é notória a maturidade em planejamento, execução e controle da indústria de O&G no MN.

Enquanto algumas empresas operadoras de campos de petróleo no MN postergam o início da atividade de Decom em consequência de restrições de fluxo de caixa, outros operadores adiam a CoP como parte de esforços para melhorar o resultado ou a eficiência no período de produção em fase estendida do ciclo de vida de campos de petróleo. Alguns operadores, no entanto, aceleram o abandono como parte de estratégias de aproveitamento de oportunidades à medida que custos de atividades de Decom tornam-se mais baixos (OIL & GAS UK, 2017, p. 3).

O Reino Unido é hoje o maior mercado de de-comissionamento no MN, com despesas anuais em 2016 no valor de £ 1,2 bilhões. Durante os próximos cinco anos a previsão de despesas com Decom é da ordem de 1 bilhão por ano, o que deverá representar cerca de 11 por cento do total despesas no Reino Unido, quando comparada a 2% dos custos totais em 2010. Olhando para o futuro, a previsão é de £ 17 bilhões de gastos com Decom na UKCS entre 2017 e 2025, que está em sintonia com as tendências observadas no relatório de 2016 (OIL & GAS UK, 2017, p. 5).

A experiência do Reino Unido no setor no desmantelamento constitui parte relevante da indústria do petróleo do MN de maneira geral e confere reputação internacional à capacidade de gerenciar o fim do ciclo de vida de campos de petróleo submarinos. Com o passar do tempo o governo - e os operadores - do Reino Unido serão reconhecidos como um dos líderes globais em gerenciamento de ativos em fase avançada do ciclo de vida e de-comissionamento.

Decom é um mercado em crescimento no MN. De 2017 a 2025 está previsto o desmonte de 349 campos em quatro regiões do Mar do Norte: seis campos na plataforma Continental

dinamarquesa, 23 campos na plataforma Continental norueguesa, 106 campos na plataforma Continental holandesa e 214 campos no Reino Unido. Mais de 200 plataformas constam na previsão para remoção parcial ou total, aproximadamente 2.500 poços serão fechados e abandonados e quase 7.800 quilômetros de gasoduto serão desativados. Em termos econômicos o setor de de-comissionamento, como proporção da despesa total de O&G no Reino Unido, aumentou de 2%, em 2010, para 7%, em 2016, alcançando o total de £ 1,2 bilhões em gastos totais. Atualmente os operadores trabalham com a previsão de que esse número aumentará para 11% (£ 1,8 bilhões) das despesas com O&G este ano (OIL & GAS UK, 2017, p. 7).

Informações consolidadas são de fácil acesso nas instituições da indústria de O&G do MN como é possível notar na tabela 12 o detalhamento da previsão de demanda de abandono no MN de 2017 a 2025, já com a previsão de toneladas de material a ser processado em terra, que se constitui como entrada importante para o processo de destinação final dos resíduos gerados.

Tabela 12: Demanda de Decom MN 2017 – 2025

	Norte do MN e Oeste de Shetland	Porção Central do MN	Sul do MN e Mar da Irlanda	Plataforma continental do Reino Unido	Plataforma continental da Noruega	Plataforma continental da Dinamarca	Plataforma continental da Holanda	Total
Número de campos com atividade de de-comissionamento	45	77	92	214	23	6	106	349
Número de poços para P&A	568	604	452	1,624	300	113	410	2,447
Proporção de poços ligados à plataforma	70% (399)	49% (297)	76% (345)	64% (1,041)	85% (254)	98% (111)	84% (345)	72% (1,751)
Número de plataformas para remoção	12	19	67	98	14	17	77	206
Peso topside a ser removido	238.110 ton	224.458 ton	78.760 ton	541.328 ton	123.205 ton	75.602 ton	119.665 ton	859.800 ton
Peso subestrutura a ser removida	52.655 ton	128.024 ton	68.979 ton	249.658 ton	115.176 ton	58.602 ton	84.502 ton	507.938 ton
Peso infraestrutura sub. a ser removida	13.586 ton	31.015 ton	4.772 ton	49.373 ton	2.555 ton	590 ton	1.385 ton	53.903 ton
Comprimento tubulações a serem removidas	778 Km	2.624 Km	2.112 Km	5.534 Km	222 Km	217 Km	1.827 Km	7.780 Km
Peso total a ser removido para terra	304.351 ton	383.497 ton	152.511 ton	840.359 ton	240.936 ton	134.794 ton	205.552 ton	1,421,641 ton

Fonte: Oil & Gas UK, 2017, p. 8 (tradução do autor)

O inventário de infraestrutura *offshore* para a indústria de O&G do MN que acabará por exigir desativação, inclui mais de 11.000 poços, uma rede de gasodutos de 45.000 km (incluindo cabos e umbilicais), 560 plataformas e 24 GBS. Além disso, existem milhares de toneladas de outras infraestruturas *offshore* como *subsea templates*, *manifolds* e árvores de natal: trata-se de uma indústria de proporção econômica significativa para a economia do Reino Unido, assim como para a cadeia de fornecedores de vários países necessários para execução de abandono de campo submarino de O&G. Pode-se quantificar o potencial econômico pela tabela 13, na qual é possível encontrar a previsão de custos com Decom entre 2017 e 2025 (OIL & GAS UK, 2017, p. 9).

Tabela 13: Previsão de Custos - Decom MN 2017 – 2025

Previsão custos decom Mar do Norte - UK 2017 - 2015	Norte e porção central do MN e Oeste de Shetland	Mar do Sul do MN (SNS) e Mar da Irlanda	Total UKCS
Gerenciamento de projetos Operações	£2.4 b	£216 m	£2.7 b
Abandono de poço	£6.8 b	£1.5 b	£8.3 b
Tornar instalação segura Preparação topside	£808 m	£150 m	£958 m
Tornar linhas seguras	£121 m	£162 m	£283 m
Remoção topside	£1.3 b	£133 m	£1.4 b
Remoção subestrutura	£689 m	£449 m	£1.1 b
De-comissionamento de infraestrutura e equipamentos submarinos	£546 m	£248 m	£794 m
Remoção de linhas	£834 m	£173 m	£1 b
Disposição final e reciclagem em terra	£215 m	£65 m	£279 m
Remediação daa área	£136 m	£43 m	£179 m
Monitoração	£20 m	£10 m	£29 m
Total	£13.9 b	£3.2 b	£17 b

Fonte: Oil & Gas UK, 2017, p. 9 (tradução do autor)

O processo de abandono de campo de petróleo no MN envolve planejamento rigoroso e consulta a órgãos reguladores vários anos antes do CoP. Regulamentos de de-comissionamento, interdependências físicas com outros campos, integridade de ativos e equipamentos, segurança e aspectos ambientais, tecnologias disponíveis e condições ambientais são alguns dos fatores que determinarão a abordagem de Decom a ser utilizada. Ao longo do tempo, o escopo de cada projeto é refinado com estudos de engenharia e avaliações comparativas realizadas para determinar a melhor abordagem.

Os operadores, na UKCS devem ganhar aprovação regulatória do OGA para cessar a produção. Muitas vezes existe a necessidade de demonstrar que eles consideraram diferentes cenários para a recuperação econômica maximizada das reservas e, ainda, possíveis opções para reutilização da infraestrutura como recuperação do poço, reestruturação de sistemas submarinos, interconexão com campo nas proximidades e transferências da posse de ativos para outros operadores. Todas essas premissas são maneiras viáveis que poderão estender a vida útil do campo de petróleo, por 4,8 anos, em média, e, em alguns casos, essa produção poderá ser prorrogada por até 14 anos adicionais. A classificação de etapas de Decom utilizada no MN é a mesma demonstrada em 3.2 – Aspectos Operacionais, p. 140, e estão posteriormente detalhados em 3.2.3.4 – Execução de Projeto Decom (OIL & GAS UK, 2017, p. 13).

P&A é a maior atividade dentro de um abandono de campo de petróleo, com 2.447 poços previstos para serem fechados e abandonados no MN até 2025 (1.624 na UKCS, 300 na Noruega, 113 na plataforma continental dinamarquesa e 410 na Holanda). Há previsão de atividade média, em cerca de 230 poços, até 2022. Depois disso, portanto, haverá o início de nova onda de projetos, previstos para começar em 2023. (OIL & GAS UK, 2017, p. 16).

No MN está prevista a remoção de 206 plataformas até 2025. Essas variam de instalações pequenas, não tripuladas, aço, chegando a pesar até 350 toneladas para grandes instalações, tripuladas, aço e concreto (GBS), que pesam até 350 mil toneladas. O peso total da infraestrutura a ser removida do MN é de aproximadamente 860.000 toneladas de *topsides* e 510.000 toneladas de subestrutura. Os métodos mais comuns para a remoção do convés são peça-por-peça, engenharia reversa ou içamento único (OIL & GAS UK, 2017, p. 23).

Peça-por-peça: envolve desmontar os *topsides* e utilizar técnicas de demolição, normalmente usadas em terra para produzir peças pequenas e gerenciáveis que podem ser transportadas com facilidade.

Engenharia reversa: os módulos para a superfície são levantados separadamente em uma barcaça de transporte ou o convés de um navio guindaste antes de ser levado em terra.

Içamento único: envolve a remoção de *topsides* em uma peça única e pode envolver o trabalho extra de engenharia para reforçá-los na preparação para a remoção.

Para a subestrutura (jaquetas) o método de remoção varia de acordo com o tipo, o peso e a configuração. Na SNS, Mar da Irlanda e Países Baixos, as subestruturas que devem ser desmanteladas são principalmente as jaquetas de águas rasas que normalmente pesam menos de 2.000 toneladas e são normalmente implantados em profundidades de água de 55 metros ou

menos; o método içamento único é adequado para essas estruturas. Para maiores subestruturas, as jaquetas podem ser cortadas em pequenas seções no local e removidas em segmentos. Estes projetos mais complexos normalmente estão localizados na região central e norte do MN e na plataforma continental norueguesa. A cadeia de suprimentos continua a inovar em tecnologia de corte para realizar essa tarefa (OIL & GAS UK, 2017, p. 23).

As bases de suporte de tubo (*Mattresses*) são estruturas de concreto que normalmente são usadas para proteger ou apoiar dutos submarinos. O Decom dessas estruturas de concreto envolve a recuperação do fundo do mar, salvo restrições. Outras infraestruturas e equipamentos submarinos incluem árvores de natal, *manifolds*, *risers*, *jumpers*, âncoras e válvulas de isolamento, que são removidas como parte do programa de desmantelamento. Ver na tabela 14 a previsão de demanda para Decom de infraestruturas e equipamentos submarinos no MN.

Tabela 14: Decom *equipamentos* MN 2017 – 2025

	Número de bases de suporte de tubos	Outros equipamentos submarinos em toneladas
Porção Central MN	7,975	31,015
Norte MN e Oeste Shetland	2,433	13,586
SNS e Mar da Irlanda	4,670	4,772
Plataforma continental Noruega	186	2,555
Plataforma continental Dinamarca	9	590
Plataforma continental Holanda	-	1,385

Fonte: Oil & Gas UK, 2017, p. 27 (tradução do autor)

A atividade de reciclagem e descarte em terra inclui atividades relacionadas com a limpeza e o tratamento de resíduos perigosos, gestão de desconstrução, reutilização, reciclagem, descarte e contenção de desperdício. O processo preferencial para lidar com estruturas *offshore* que não estão mais em uso é a reutilização, que evita a reciclagem em terra. Uma vez que as estruturas estão em terra, desmontagem e processamento ocorrem em locais licenciados para tal finalidade. Os operadores têm o dever de monitorar todos os resíduos gerados no mar, a manipulação deles e disposição por meio de um sistema de gestão ambiental. O transporte de *topsides* e subestruturas para a praia é o aspecto mais visível pelo público no processo de abandono de campo.

Remediação de áreas incluem o gerenciamento de detritos, materiais e recolhimento destes das áreas de produção durante o abandono do campo. Envolve também garantir que o fundo do mar é seguro para as atividades de pesca. O acompanhamento em longo prazo é a fase final do abandono, na qual os operadores realizam inspeções no local após a desativação ter

vido concluída, de forma continuada, com base em um programa de inspeções, conforme acordado com o OGA.

A dispersão estimada de custos, entre 2017 e 2025, com a indústria de Decom no MN, pelas 6 especialidades básicas, pode ser obtida com base nos dados OIL & GAS UK (2017) sumarizadas no gráfico 15.

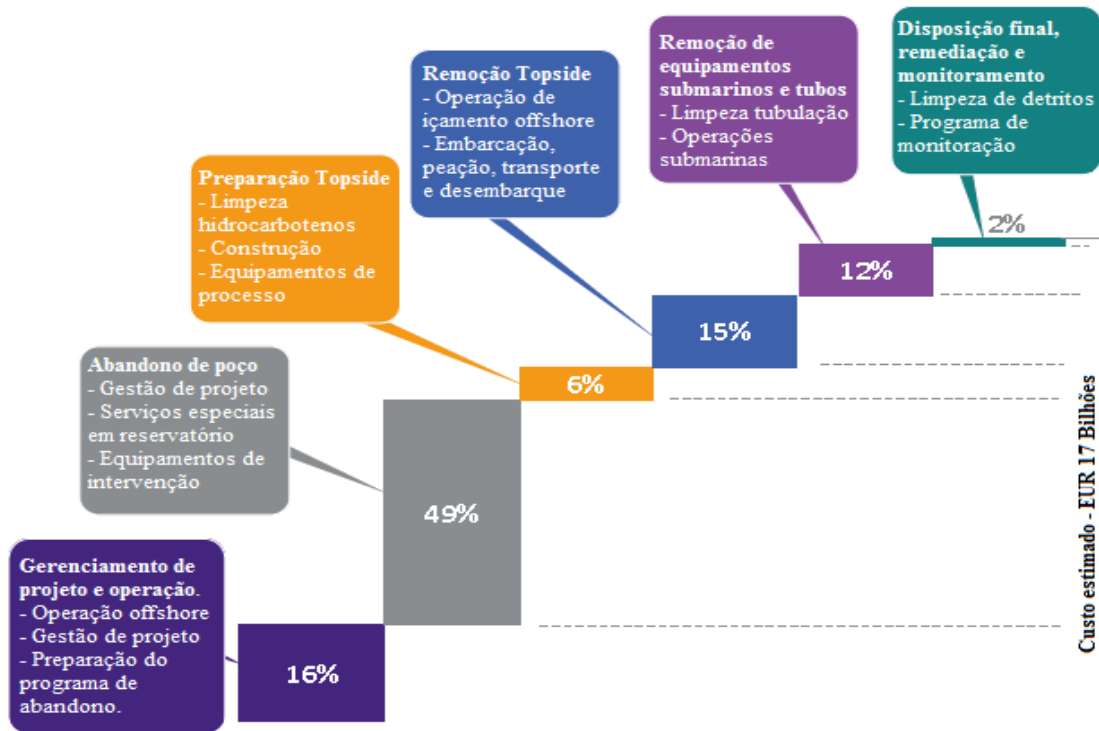


Gráfico 15: Previsão custo vs atividade 2017 – 2025
 Fonte: Traduzido pelo Autor de Oil & Gas UK, 2017, p. 33

Uma ilustração, disponível no Anexo E, mostra a visão macro de aspectos principais e números do Decom no MN, a previsão de atividade no MN e dados da UKCS.

3.4.1 Indefatigable

A SNS possui campos em fase de abandono, conforme listado na subseção 1.6.1, p. 72. A tabela 15 exibe os campos com programa de abandono aprovado pela OGA na SNS.

Tabela 15: SNS Decom aprovado

Início Produção	Campo	Profundidade e LDA (m)	Operador	DECOM
1971	INDEFATIGABLE	30	PERENCO UK LIMITED	APROVADO
1989	CAMELOT NORTH	16	ENERGY RESOURCE TECHNOLOGY (U.K.) LIMITED	APROVADO
1989	CAMELOT CENTRAL SOUTH	46	ENERGY RESOURCE TECHNOLOGY (U.K.) LIMITED	APROVADO
1990	CAMELOT NORTH EAST	16	SHELL U.K. LIMITED	APROVADO
1990	WELLAND NORTH WEST	39	PERENCO UK LIMITED	APROVADO
1990	WELLAND SOUTH	37	PERENCO UK LIMITED	APROVADO
1992	TRISTAN	37	PERENCO UK LIMITED	APROVADO
2004	ROSE	27	CENTRICA RESOURCES LIMITED	APROVADO
2008	STAMFORD	37	CENTRICA NORTH SEA GAS LIMITED	APROVADO

Fonte: OGA, 2017a (consolidado pelo autor)

Todos os programas de abandono listados na tabela 15 são disponibilizados pela OGA (OGA, 2017d) para os campos localizados na UKCS. Além dos programas de descomissionamento, encontra-se farta documentação como relatório de escopo, análises de risco detalhadas, estudos de viabilidade técnica, estudos comparativos entre opções de abandono, relatório de impacto ambiental, histórico de campo, entre muitos outros documentos. Esta pesquisa se atem somente aos programas e aos relatórios finais de Decom aprovados, tanto no Brasil quanto no Reino Unido.

Diferente do ambiente brasileiro, no Reino Unido foi possível ter acesso - de forma facilitada - a toda documentação necessária aos objetivos desta pesquisa, tanto por acesso a informações dos operadores públicos e privados, quanto pela ajuda direta do OGA, por meio dos sempre solícitos e proativos canais de comunicação externa.

O campo de gás de Indefatigable, em um breve histórico, operado atualmente pela Perenco e anteriormente por Shell e Esso, foi constituído pelas seis plataformas fixas de aço conhecidas como Juliet-D, Juliet-P, Kiko, Lima, Mike e November, localizadas nos blocos 49/19 e 49/24 da UKCS, quando chegou ao fim do ciclo produtivo. Após a solicitação dos operadores ao governo do Reino Unido, o CoP foi concedido a partir de 5 de julho de 2005. Uma vez que os equipamentos instalados no campo de Indefatigable foram considerados sem utilidade para os operadores, eles submeteram o programa de abandono ao governo de UK em 30 de maio de 2007, o qual foi considerado aprovado em 6 de agosto de 2007. Os equipamentos

redundantes puderam então ser de-comissionados em conformidade com o *Petroleum Act*, de 1998 (SHELL UK, 2014, p. 5).

O campo foi descoberto em 1966. A produção comercial, no entanto, foi iniciada em 1971. Está situado a 75 km, na costa leste de Anglian na SNS, passou por vários aperfeiçoamentos, visando melhorar e maximizar produção durante o ciclo produtivo, incluindo plataformas adicionais, Mike e November, na década de 1980. Houve ainda mais aperfeiçoamentos, reconfiguração de tripulação e reconfiguração do sistema de compressão de gás em meados de 1990, além da instalação de equipamentos de melhoria de processo em 2001. Do início da produção comercial até o CoP os operadores estimam que o campo de Indefatigable tenha produzido aproximadamente 50 bilhões de metros cúbicos de gás (SHELL UK, 2014, p. 5).

O campo de Indefatigable era composto, além das seis plataformas, por 26 poços, cinco linhas de exportação e duas umbilicais, instaladas e comissionadas entre 1971 e 1987. O projeto de desmantelamento Indefatigable teve início em 2005 e foi 99% concluído até 27 julho de 2012. A etapa de remediação das áreas de produção foi concluída em outubro 2012. O certificado de Fundo do Mar Limpo para as zonas de segurança de 500 metros ao redor das plataformas foi recebido após as verificações por varreduras concluídas com êxito em julho de 2013. Essa certificação foi emitida pela Federação Nacional das Organizações de Pescadores do Reino Unido (SHELL UK, 2014, p. 6). A figura 40 mostra as seis plataformas de Indefatigable, constituídas pelas seguintes partes: Juliet, Kilo, Lima, Mike e November.



Figura 40: Plataformas de Indefatigable
 Fonte: SHELL UK, 2014, p. 6 (tradução do autor)

Juliet: plataforma com módulo de acomodações, chamada de Juliet-P, sustentada por uma jaqueta com quatro pernas de aço, ligada por uma ponte a uma plataforma fixa Juliet-D, sustentada por uma jaqueta de 10 pernas de aço. Nessas plataformas estão instaladas as cabeças de poço, *manifold*, geradores de energia elétrica, guindastes, heliponto, tanques, ventilação, equipamentos de telecomunicações e demais facilidades associadas à produção de gás, conectadas a sete poços de produção de gás.

Kilo: foi uma plataforma fixa sustentada por uma jaqueta de 10 pernas, recebendo cinco poços de produção, bastante similar à Juliet-D, com um módulo adicional de acomodação, sem tanque de condensação e sem unidade de ventilação.

Lima: plataforma sustentada por uma jaqueta de seis pernas de aço, recebendo a produção de seis poços, mesma configuração de instalações de Juliet, apenas com tamanhos e pesos diferentes dos módulos.

Mike: plataforma sustentada por uma jaqueta de quatro pernas de aço, configurada para o mínimo de equipamentos, além das cabeças de quatro poços e convés instalado em módulo único. Guindaste e heliponto estavam instalados.

November: plataforma sustentada por uma jaqueta de quatro pernas de aço, similar à Mike, recebendo inclusive o mesmo número de poços desta (4).

As seis plataformas foram removidas conforme o método de engenharia reversa. Esse método de remoção é simplesmente o inverso da sequência de instalação. As instalações foram tornadas seguras para o Decom na primeira fase de execução *offshore*. A maioria das atividades nessa fase foi centrada na remoção das linhas e na instalação de dupla barreira entre o reservatório e o ambiente externo na fase de P&A. As preparações para içamentos, recolhimento de umbilicais e limpeza de tubulações foram executadas conjuntamente com a fase de P&A (SHELL UK, 2014, p. 6). A figura 41 apresenta a localização do campo.

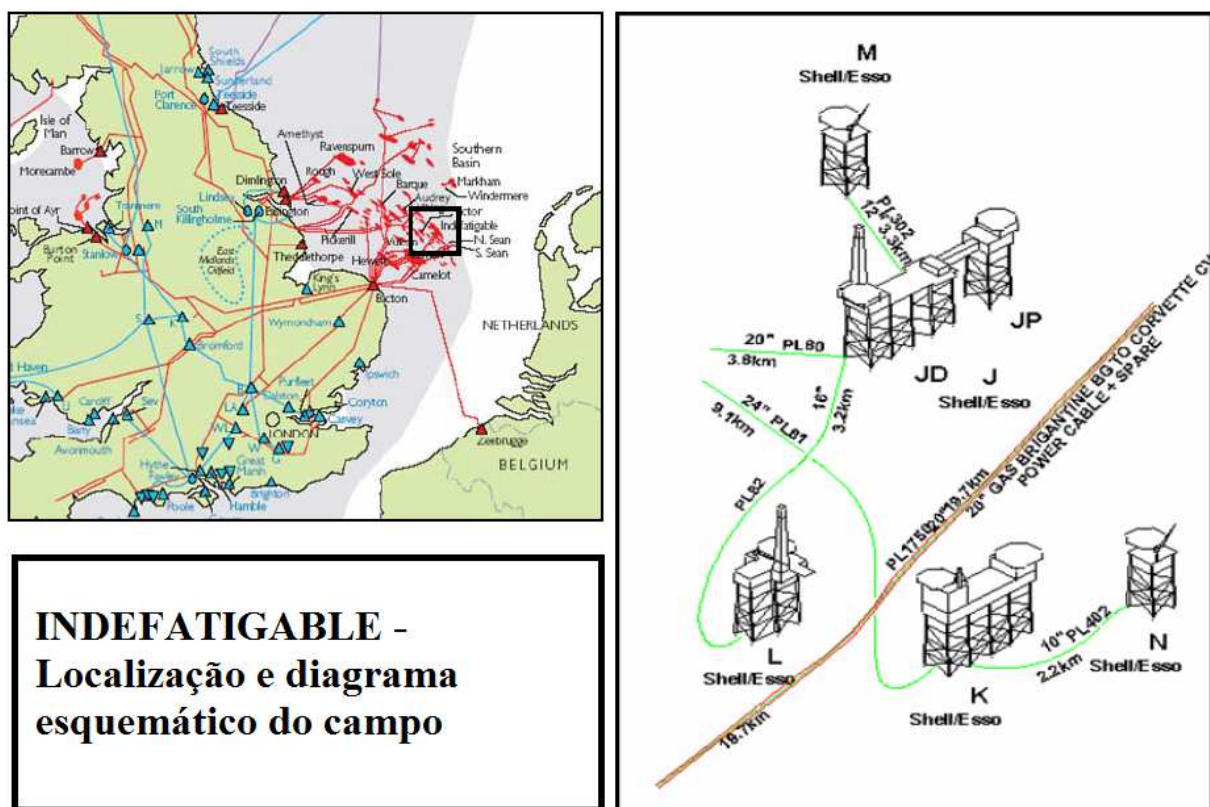


Figura 41: Indefatigable – localização e esquema do campo
Fonte: SHELL UK, 2007, p. 16 (consolidado pelo autor)

A limpeza dos detritos do fundo foi realizada dentro das zonas de 500m das plataformas removidas. A verificação final dos fundos marinhos, incluindo dos gasodutos enterrados, em ambos os lados das rotas do gasoduto, foram realizadas em agosto de 2013.

O método de engenharia reversa não foi o único adotado no caso dos *topsides* modulares de Kiko e Juliet-D: foram de-comissionados pelo método peça-por-peça. As preparações para içamento final, incluindo atividades de remoção de peça-por-peça, foram executadas entre 2009

e 2010. Finalmente, as instalações foram removidas por um navio de grande capacidade de içamento (*Heavy Lift Vessel* - HLV) e desmanteladas em 2011. O escopo de gasodutos inclui a limpeza para o desmantelamento dos encanamentos intracampo. As linhas de intracampo foram deixadas *in situ* após a limpeza. Os umbilicais foram removidos no início 2012 (SHELL UK, 2014, p. 6). Ver na tabela 16 o peso estimado dos principais elementos de Indefatigable.

Tabela 16: *Indefatigable* – estimativa de peso dos componentes

Plataforma	Juliet-D	Juliet-P	Kilo	Lima	Mike	November	Total
Peso do topside (toneladas)	2,345	655	2,818	1,448	522	495	8,283
Peso da jaqueta (toneladas)	910	363	816	836	637	703	4265
Total	3,255	1018	3,634	2,284	1159	1198	12,548

Fonte: SHELL, 2014, p. 8 (tradução do autor)

O Programa de De-comissionamento apresentado pelos operadores indicava a remoção total das plataformas Juliet-D, Juliet-P, Kilo, Lima, Mike e November do campo e seu retorno à terra para reutilização, reciclagem ou descarte conforme apropriado. Também apresentaram planos para a desativação de cinco dutos submarinos e feixes de umbilicais *in situ* ou por remoção para a terra para reutilização, reciclagem ou descarte conforme apropriado. Nesse documento está descrito como os operadores verificaram os seguintes itens (SHELL UK, 2014, p. 8):

- a) Avaliação das potenciais opções de Decom para poços, plataformas, dutos e umbilicais;
- b) Exame das vantagens e desvantagens sob aspectos técnicos, de segurança, viabilidade, impacto ambiental, efeito nos usuários do mar e custos;
- c) Seleção de uma lista curta das opções que alcancem o resultado esperado para o Decom do campo;
- d) Considerações sobre o impacto ambiental das opções recomendadas; e
- e) Desenvolvimento de um programa de de-comissionamento apropriado.

Os estudos e programas suportam a conclusão de que as opções a seguir representam métodos aceitáveis de de-comissionamento de poços e demais facilidades em termos de segurança, impacto ambiental e social, além do valor econômico.

Os *topsides* foram completamente removidos para a terra e desmontados pelos seguintes métodos: (1) Juliet-P, Lima, Mike e November: engenharia reversa usando HLV, com remoção integrada usando balsa guindaste semi-submersível e remoção integrada por método de içamento único; (2) Juliet-D e Kilo foram removidas pelo método peça-por-peça.

A remoção peça-por-peça em Juliet-D e Kilo foi decidida tendo em vista o custo de um HLV para remoção de um grande número de pequenos módulos que constituem essas plataformas (SHELL UK, 2014, p. 18). Ver na figura 42 a plataforma Kilo antes/depois da remoção peça-por-peça e na figura 43 a remoção por engenharia reversa de Juliet-P.



Figura 42: *Indefatigable* Kilo – remoção peça por peça
Fonte: SHELL UK, 2014, p. 20 (tradução do autor)



Figura 43: *Indefatigable Juliet-P* – remoção engenharia reversa
 Fonte: SHELL UK, 2014, p. 21 (tradução do autor)

As jaquetas foram completamente removidas para a terra e desmontadas por engenharia reversa usando HLV e remoção usando flutuadores. Os dutos submarinos foram de-comissionados por enterramento *in situ*, com remediação apropriada do local e fechamento das terminações de dutos. Os umbilicais foram rebobinados para carretel para deposição final em terra (SHELL UK, 2014, p. 9).

Essas recomendações foram estabelecidas com o envolvimento das partes interessadas, com o conseqüente engajamento desses de forma aberta, transparente e inclusiva, tendo essas consultas sido objeto de referendo público. Não houve objeção ao plano de Decom do campo de Indefatigable durante as consultas públicas. Os impactos ambientais do programa de abandono foram considerados aceitáveis (SHELL UK, 2014, p. 9).

Um time de projeto multidisciplinar foi reunido em conjunto com a organização executiva dos operadores para implementação do programa de de-comissionamento de Indefatigable. Essa organização foi ajustada para maximizar os recursos disponíveis dos operadores e empresas contratadas. Algumas etapas do projeto tiveram de ser contratadas entre fornecedores e empreiteiros de uma lista de empresas pré-aprovadas nos cadastros dos operadores. As principais empresas contratadas e empreiteiras (com suas respectivas atribuições) envolvidas no projeto Decom de Indefatigable são: ODE UK (engenharia conceitual), AJS UK (engenharia e execução de limpeza, tornar as instalações e *topsides* seguros), WORKFOX NL (hotel flutuante), HAK NL (limpeza de dutos), BW NORWAY (coletar e transportar líquidos de limpeza dos dutos), AF DECOM NORWAY (engenharia de içamento único e peça-por-peça), SEAWAY HEAVY LIFTING NL (engenharia de içamento e transporte para a terra), SUBSEA7 UK (serviços de corte e remoção de dutos, remediação do

local, remoção dos umbilicais), VEOLIA UK (carregamento no mar, desmontagem e disposição final) e NFFO UK (limpeza de detritos submarinos). No programa de de-comissionamento aprovado pode-se encontrar descrições detalhadas de cada aspecto do projeto (SHELL UK, 2014, p. 10).

A estratégia escolhida para esse projeto foi a de maximizar a utilização de recursos internos existentes dos operadores e a utilização de empreiteiras contratadas especificamente para os trabalhos preparatórios e para as principais atividades do de-comissionamento como remoção de plataforma de disposição final. O trabalho preparatório inclui P&A, limpeza de *topside* e gasoduto, isolamento de equipamentos e tornar instalações seguras para o de-comissionamento.

A desmontagem e a disposição final foram executadas em um estaleiro especializado em New Castle UK. As estruturas provenientes do campo foram transportadas, por meio de balsas de transporte de módulos autopropelida, diretamente para o estaleiro de desmonte, no qual foram colocadas sobre blocos de concreto. A balsa autopropelida operou entre Indefatigable e New Castle transportando as estruturas retiradas do campo conforme demonstradas na tabela 17.

Tabela 17: *Indefatigable* – desempenho remoção por balsa

Balsa	Estrutura	Data da saída	Data do retorno
1	November Topsides & Jaqueta	30-3-2011	08-4-2011
2	Juliet P Topsides & Jaqueta	11-4-2011	18-4-2011
3	Juliet D Topsides	11-5-2011	18-5-2011
4	Juliet D Jaquetas	22-5-2011	30-5-2011
5	Mike Topsides & Jaquetas	04-6-2011	11-6-2011
6	Lima Topsides & Jaquetas	17-6-2011	24-6-2011
7	Kilo Topsides	26-6-2011	02-7-2011
8	Kilo Jaquetas	12-7-2011	17-7-2011

Fonte: SHELL UK, 2014, p. 23 (tradução do autor)

O desmonte das estruturas iniciou-se pela retirada dos resíduos perigosos dos *topsides*. As estruturas foram desmanteladas com o corte das estruturas em pedaços por meio de uma escavadeira com tesoura hidráulica. O aço que excedeu a capacidade da tesoura hidráulica foi cortado manualmente a quente. Ver, na figura 44, as estruturas em desmonte no estaleiro em New Castle.



Figura 44: *Indefatigable* – desmonte final no estaleiro

Fonte: SHELL UK, 2014, p. 23

As seguintes frações de matérias foram encontradas ao fim do desmonte das estruturas: (A) 11.348,35 t – material estrutural (todos os metais), (B) 111,72 t – equipamentos de reuso (motores, bombas, etc.), (C) 221,61 t – materiais perigosos para reuso (óleo, solventes, etc.), (D) 172,8 t – materiais perigosos para descarte (asbestos, óleo contaminado, etc.), (E) 408,68 t – materiais não perigosos para reciclagem (concreto, madeira, etc.), (F) 77,65 t – materiais não perigosos para descarte (cracas, bote de resgate, etc.), (K) total: 12.340,81 t (notar que na tabela 24 o peso total previsto no projeto do programa de de-comissionamento era 12.548 t). Assim, tem-se a taxa de reciclagem como sendo $(A + B + C + E) / K = 97,97\%$ e a taxa de material descartado como sendo $(D + F) / K = 2,03\%$. Com pequenos desvios entre planejado e realizado, principalmente devido ao peso da vida marinha (planejado / realizado = 800 / 277,8 t), os objetivos de reuso / reciclagem do projeto foram atingidos (SHELL UK, 2014, p. 24).

A etapa submarina do de-comissionamento de *Indefatigable* foi conduzida em várias fases durante o abandono do campo, dentre elas a limpeza de detritos, corte de *risers*, recolhimento de umbilicais, enterramento de tubulações, remediação do solo marinho, verificação final da área e monitoração.

A limpeza de detritos foi precedida por trabalho de verificação do solo marinho de forma a salvaguardar eventual impacto ambiental. Ao todo, foram recolhidas 91,4 toneladas de detritos, entre setembro e outubro de 2008, no entorno das plataformas de Indefatigable. Em sua maioria os detritos eram pedaços de andaimes, escadas, piso gradeado de convés, balaustradas, entre outros. Para garantir que os detritos foram retirados, empreendeu-se o procedimento de pesca de detritos com o uso de redes de arrasto, com o propósito de assegurar não existir grandes detritos no leito marinho. Ver, no gráfico 16, os prazos realizados no de-comissionamento de Indefatigable.

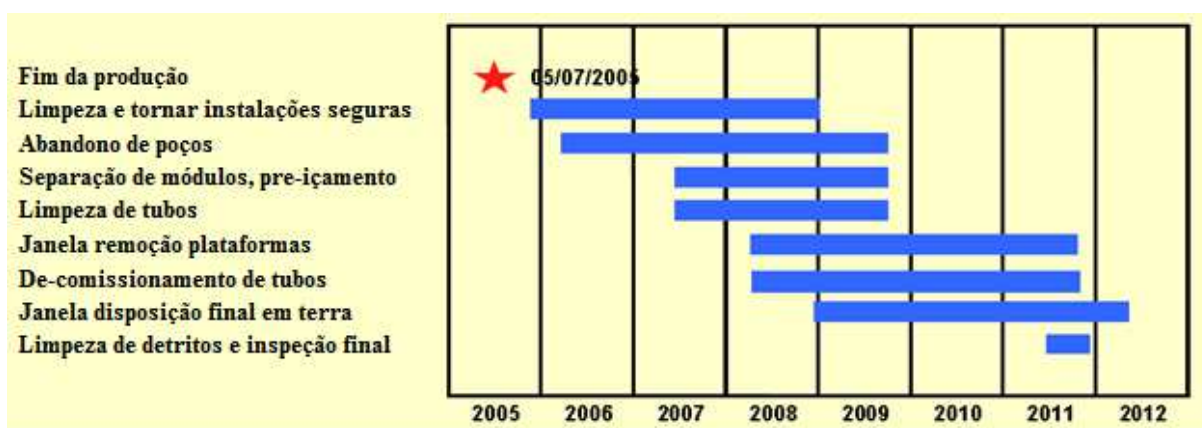


Gráfico 16: Indefatigable – prazos realizados
Fonte: SHELL UK, 2014, p. 62 (tradução do autor)

Finalizando a apresentação do Decom do campo de Indefatigable, apresenta-se a tabela 18 com sumário executivo de custos da operação.

Tabela 18: *Indefatigable* – custos com destinação final

		Estimativas apresentadas no programa de de-comissionamento (Milhões de EUR)	Custo realizado (Milhões de EUR)
Programa 01	Remoção de topside e jaqueta - Juliet, Kilo, Lima, Mike e November	£ 51.1	£ 137.6
Programa 02	Remoção de linhas de interconexão e equipamentos submarinos	£ 5.8	£ 13.5
Programa 03	Remoção de linhas de exportação	£ 4.4	£ 3.7
Total		£ 61.3	£ 154.8

Fonte: SHELL UK, 2014, p. 61 (tradução do autor)

A explicação para essa diferença entre orçado (Eur 61,3 milhões) e realizado (Eur 154,8 milhões) reside no fato de que o custo mostrado nas estimativas foi assumido baseado em uma hipótese antiga (2003), que não havia sido corrigida pela inflação e pelo custo real de dados aplicáveis para o mercado de de-comissionamento.

3.4.2 Brent

Esta subseção apresenta os principais aspectos do projeto de abandono do campo de Brent no Reino Unido, em particular da plataforma Spar, para ilustrar aspectos do envolvimento e partes interessadas e da disposição final das estruturas de um campo de petróleo marítimo.

O campo de Brent, localizado na bacia Leste de Shetland, a 140 de profundidade e 160 km de Lerwick, foi descoberto em 1971, e durante 40 anos produziu cerca de 2 bilhões de barris de óleo e 6 trilhões de pés cúbicos de gás, ou em barris de óleo equivalente, cerca de 3 bilhões de boe. No auge, no final dos anos 1980 e início dos anos 1990, o campo de Brent foi capaz de arcar com, aproximadamente, 8% do consumo total de gás do Reino Unido. Até o final de 2016 foram recuperados cerca de 99,5% das reservas economicamente recuperáveis, um percentual historicamente elevado para os campos do MN. O campo de Brent também é responsável pela criação e geração de milhares de postos de trabalho, além de contribuir de maneira decisiva com mais de £20 bilhões para as receitas fiscais do governo do Reino Unido (SHELL UK, 2017, p. 44). Ver, no quadro 14, o histórico de Brent.

Data	Evento	Data	Evento
1971	Descoberta campo de Brent	1995	Brent Spar removida do campo
1975	Primeira plataforma - Bravo	1995	Aperfeiçoado para exportar gás
1976	Início campanhas de perfuração	1996	Abandono sul do campo iniciado
1976	Primeiro óleo	1998	Fim da descarga de lama oleosa
1976	Plataformas Alfa e Delta instaladas	2004	Início do abandono de poços no sul de Brent
1978	Plataforma Charlie instalada	2009	Acordado fim da produção do campo com DECC
1981	Primeiro gás exportado	2011	Fim da produção em Brent Delta
1988	Tubulações de interconexão instaladas	2014	Fim da produção em Brent Alfa e Bravo

Quadro 14: Brent – histórico de desenvolvimento
Fonte: SHELL UK, 2017, p. 44 (tradução do autor)

O programa de desenvolvimento do campo de Brent chamava-se projeto de Desenvolvimento de Campo de Longo Prazo (*Long-Term Field Development Project - LTFD*), e terminou em 1996. Isto aumentou a produção e vida do campo foi estendida em aproximadamente 10 anos. Mais aperfeiçoamentos, reconfigurações e gestão do fornecimento e distribuição de gás combustível contribuíram para minimizar custos e maximizar a produção. Até 1991 o óleo era exportado do campo para refinarias por navio tanque aliviado, carregando óleo desde Brent Spar, que recebia a produção de óleo do campo de Brent (SHELL UK., 2017, p. 46).

O campo é composto por quatro plataformas fixas (Alfa, Bravo, Charlie e Delta), além da flutuante de armazenamento da produção de óleo (Spar). Cada plataforma fixa é sustentada por uma subestrutura que suporta os *topsides*. Em Alpha, a subestrutura é uma jaqueta de aço. Em Bravo, Charlie e Delta a subestrutura é uma estrutura GBS de concreto armado, mantida por seu próprio peso e, eventualmente, por lastro sólido adicional (em Bravo e Delta), capaz de penetrar até 9 m no fundo do mar (SHELL UK, 2017, p. 48).

Níveis de produção de O&G abaixo da viabilidade econômica do campo foram alcançados no período entre 1998 e 2002, e desde então a produção de petróleo e gás registra queda significativa. Apesar de investigações detalhadas, desde 2006, nenhuma alternativa viável ou tampouco economicamente sustentável foi encontrada para sustentar a produção de Brent. Em consequência, portanto, três das quatro plataformas de Brent foram descomissionadas. Um acordo entre o governo do Reino Unido e os operadores do campo para descomissionamento de Brent Charlie já está acordado para acontecer em breve. Datas de CoP foram: Alfa e Bravo – 1 de novembro de 2014 e Delta – 31 de dezembro de 2011 (SHELL UK, 2017, p. 47).

O campo de Brent inscreveu o nome na história de inovação na indústria de O&G. No final dos anos 1970, três enormes módulos de compressão de gás foram construídos para reinjetar gás no reservatório. Eram, até ali, os maiores compressores recíprocos existentes. Um duto entre Brent e St Fergus, na Escócia, foi finalizado em 1977. Naquele ano era o maior duto soldado existente. Ainda hoje esse campo de petróleo submarino é considerado o maior projeto de engenharia no MN. Pode-se ver na figura 45 a localização geográfica e o *layout* esquemático do campo.

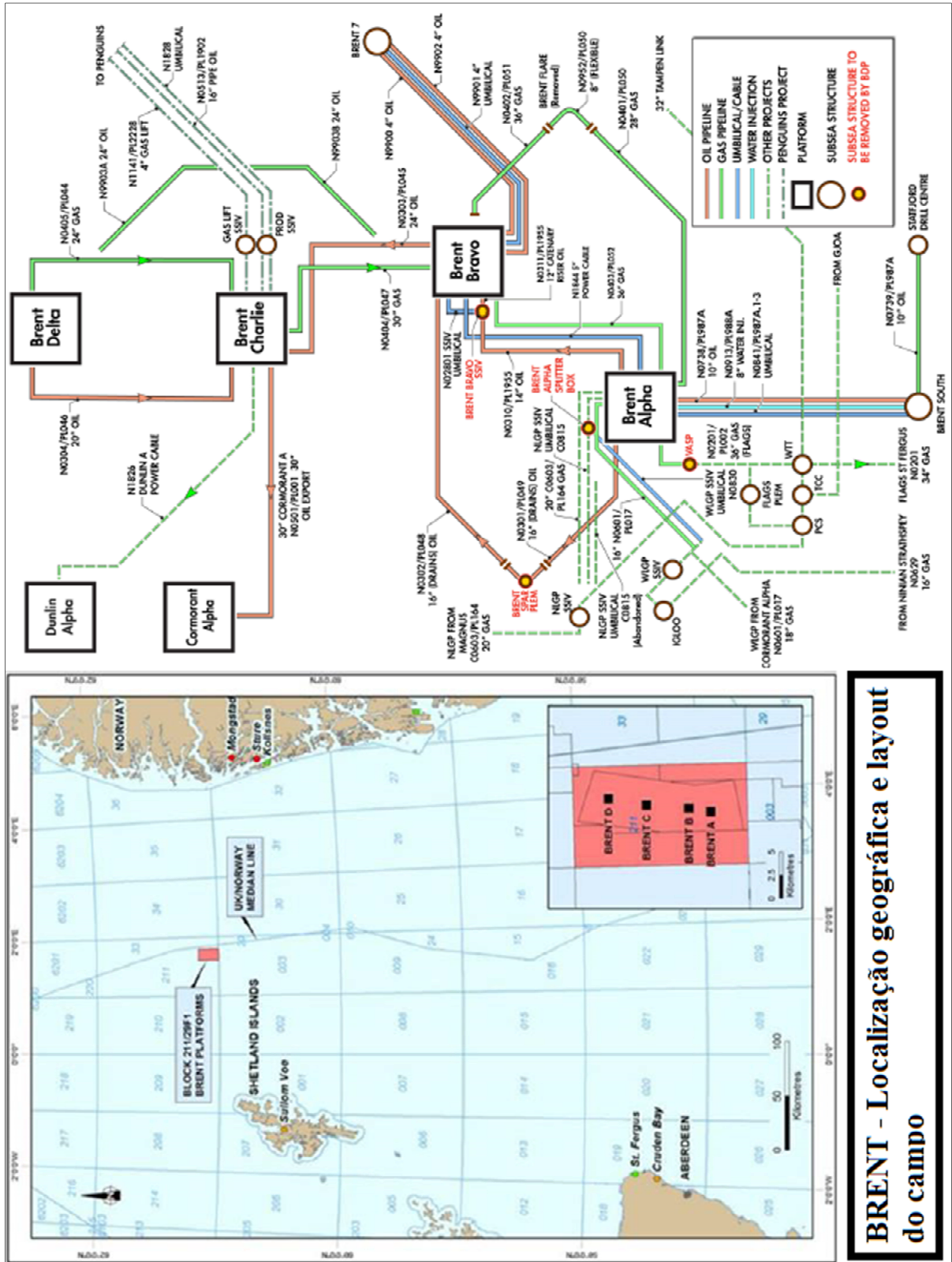


Figura 45: Brent – localização e layout
 Fonte: SHELL UK, 2017, p. 16 e 237

Os materiais informados no plano de de-comissionamento de Brent incluem aproximadamente 295.000 t de aço, 568.000 t de concreto, 238.000 t de areia de lastro e 16.000 t de rochas, como demonstrado a seguir (SHELL UK, 2017, p. 49).

- a) Brent Alpha: *topside* e jaqueta de aço (incluindo condutores), 47.453 toneladas;
- b) Brent Bravo: *topside* e GBS, 364.817 toneladas;
- c) Brent Charlie: *topside* e GBS, 327.880 toneladas;
- d) Brent Delta: *topside* e GBS, 325.418 toneladas;
- e) Sedimentos nas células de armazenamento de óleo das GBSs, aproximadamente 73.300 toneladas;
- f) Água de lastro oleosa nas células de armazenamento GBS, aproximadamente 638.500 toneladas;
- g) Outros resíduos sólidos nas GBS, aproximadamente 8.100 toneladas no total;
- h) Resíduos de perfuração em todas as quatro instalações ao sul de Brent, cerca de 68.700 toneladas;
- i) Resíduos de perfuração armazenados nas GBS, cerca de 53.500 toneladas;
- j) Detritos no fundo do mar, cerca de 600 toneladas;
- k) 28 linhas em cerca de 103 km, aproximadamente 25.129 toneladas de aço, 21.896 toneladas de concreto e 16.000 toneladas de rocha-despejo;
- l) Estruturas e equipamentos submarinos, aproximadamente 467 toneladas;
- m) Bases de concreto, aproximadamente 1.762 toneladas; e
- n) Sacos de Argamassa, aproximadamente 104 toneladas.

Entre as possíveis utilizações de estruturas resultantes do Decom, os operadores propuseram uma árvore de alternativas a ser utilizada para suporte à tomada de decisão sobre destinação final, conforme pode ser visto na figura 46, no qual observa-se, basicamente, duas alternativas de uso principais para extensão de vida útil de estruturas: (1) obtenção de hidrocarbonetos ou (2) não aplicada à obtenção de hidrocarbonetos (SHELL UK, 2017, p. 56).

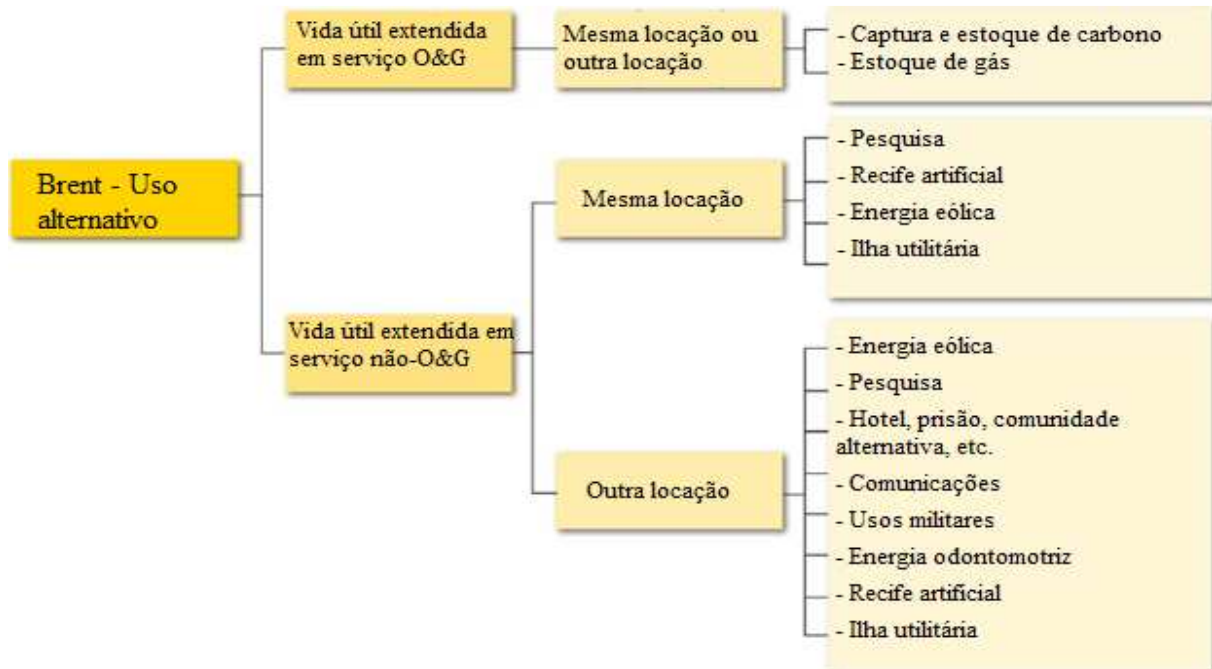


Figura 46: Brent – uso alternativo de instalações
 Fonte: SHELL UK, 2017, p. 56 (tradução do autor)

Na alternativa (1), essas estruturas são utilizadas basicamente nas mesmas funções originais (captura ou estocagem de hidrocarbonetos), variando apenas a locação. Já na alternativa (2), abre-se gama de possibilidades de reutilização, na mesma ou em outra locação, tais como: recifes artificiais, pesquisa, aproveitamento da energia eólica e / ou das correntes marítimas, ilha artificial, prisão, hotel, restaurante, comunicações, base para estruturas marítimas e outras.

Uma das etapas do abandono de Brent chamou bastante atenção da comunidade internacional, mobilizando segmentos interessados e ainda parcela da opinião pública, obrigando operadores e o governo do Reino Unido a encontrar soluções alternativas para a destinação final, inicialmente aprovada para plataforma Brent Spar (ver figura 47).

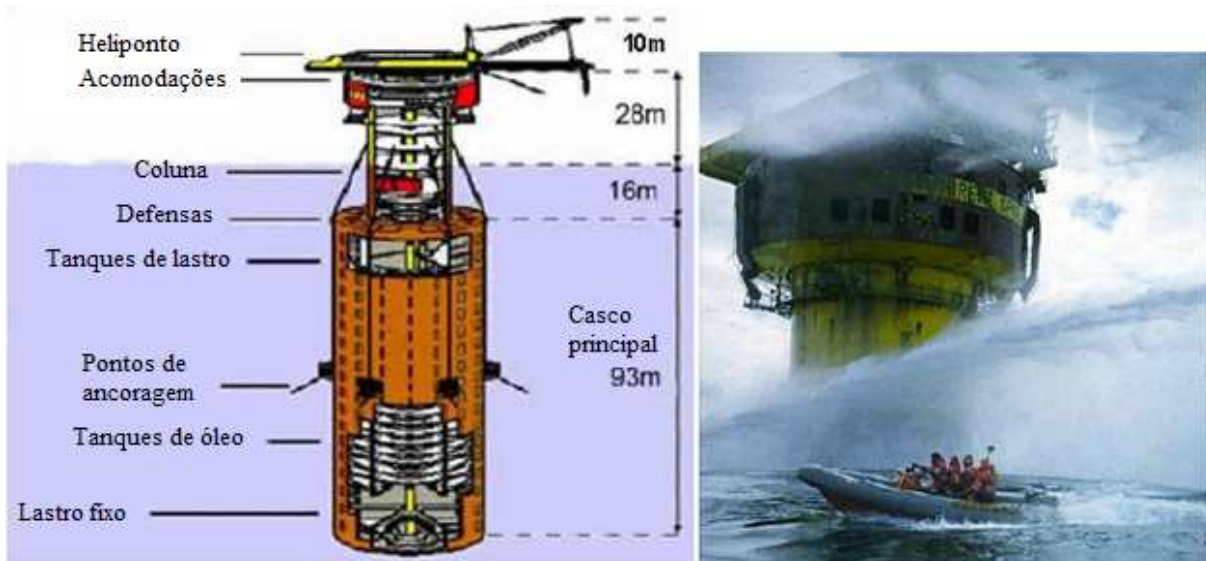


Figura 47: Brent Spar – esquema e foto
 Fonte: Lourenço, 2017, p. 4 (tradução do autor)

O imbróglio teve início em 1995, quando o operador do campo de Brent foi envolvido em uma disputa pública sobre a destinação final da plataforma Brent Spar, uma instalação para estocagem de óleo. O Anexo F apresenta a cronologia dos eventos sobre o Decom de Brent Spar, apresentando como o envolvimento de ONG, da opinião pública, interesses de governos e atuação direta de chefes de estados de algumas nações delineou o processo de abandono e disposição final de Brent Spar, moldando os entendimentos de estados e operadores sobre esta etapa do processos de captura de hidrocarbonetos em campos de O&G submarinos.

A seguir, é possível acompanhar imagens que mostram a operação de desmonte de Brent Spar (figura 48) e em seguida um infográfico revela o método para disposição final (figura 49).



Ago 1998 - Pronta para reboque



Ago 1998 - Sendo rebocada



Nov 1998 - Topside pronto para içamento



Nov 1998 - Topside içado



Mar 1999 - Casco pronto para içamento



Mar 1999 - Seção superior cortada



Mai 1999 - Brent Spar do alto



Jun 1999 - Limpeza dos tanques



Jun 1999 - Limpeza concluída



Jun 1999 - Seções sendo transportadas



Jul 1999 - Seções sendo içadas




Ago 1999 - Seções posicionadas



Set 1999 - Porto finalizado

Figura 48: Brent – operação desmonte Brent Spar
 Fonte: Lourenço, 2017, p. 6–9


Método de disposição final do casco de Brent Spar



Balsas de içamento posicionadas

Verticalização de Brent Spar

Corte de seções transversais do casco de Brent Spar



Posicionamento das seções

Serviço de concretagem do porto

Source: Shell U.K. Exploration & Production

Figura 49: Brent – método de disposição final Brent Spar
Fonte: Oil & Gas Journal (2017)

4 COMPARATIVO BRASIL & REINO UNIDO

Neste capítulo é realizada a comparação dos principais aspectos do abandono de campo de petróleo submarino entre o Reino Unido e o Brasil, com ênfase no Decom de campos de petróleo submarinos. Para tal, são considerados aspectos do *modus faciendi* e institucionais da fase de abandono de campo de petróleo submarino. Demonstra-se as possibilidades de incorporação de lições aprendidas no processo de abandono de campo de petróleo submarino no Brasil, por meio de análise das soluções e metodologias adotadas no Reino Unido.

4.1 ASPECTOS GERAIS - BACIA DE CAMPOS & SOUTH NORTH SEA BASIN

A SNS apresenta algumas similaridades com a BC. Dentre elas, a área ocupada de mesma ordem de grandeza (SNS: 69 mil km², BC: 100 mil km²), assim como as reservas de gás (SNS: 91,7 Bi m³, BC; 171 Bi m³), além do fato de ambas constituírem-se em regiões marítimas com atividade de E&P há mais tempo em atividade em seu respectivo país (SNS: 1967, BC: 1977). Ao longo do ciclo de produção da SNS e da BC houve certa dependência energética estratégica tanto do Brasil quanto no Reino Unido, ambas vivenciaram desenvolvimento tecnológico expressivo na indústria de O&G e, por conseguinte, grande parte do pioneirismo em campanhas de exploração, desenvolvimento de campo e produção ocorreram nessas duas bacias sedimentares. As operações de abandono de campo de petróleo submarino ocorrem notadamente na SNS em contraponto a pouca atividade de abandono observada na BC. Vê-se a comparação entre a SNS e a BC na tabela 19.

Tabela 19: Dados comparados – SNS e BC

COMPARATIVO - SNS & BC		
	BC	SNS
Area (km ²)	100	69
Início	1977	1967
Operadores	7	33
Profundidade (m)	80 - 1924	9 - 90
Reservas Óleo (Bi Boe)	13,8	-
Reservas Gás (Bi m ³)	171	91,7
Plataformas	196	260
Campos	49	154
Prod Gas (Mi m ³ / d)	29,9	36,8

Fonte: compilado pelo autor

Considerada a realidade de essas bacias sedimentares ainda possuírem grande infraestrutura instalada e consideráveis quantidades estimadas de hidrocarbonetos recuperáveis, infere-se a possibilidade de ainda acontecerem campanhas exploratórias, desenvolvimento e aperfeiçoamentos nos campos de petróleo ali existentes. Em termos de produção de gás, a SNS e a BC apresentam números da mesma ordem de grandeza (SNS: 36,8 M m³/d, BC: 29,9 M m³/d): importante notar que a produção de gás da SNS é 20% superior à da BC, ainda que em região 31% menor e reservas de gás 43% menores que a BC. A BC é dotada de infraestrutura instalada tanto para produção de gás quanto de óleo, cuja produção é de 1,7 M boe/d. Essas similaridades foram o ponto de partida para a proposição do estudo comparativo entre as duas bacias hidrográficas em termos de atividade de E&P, com ênfase em abandono de campo submarino.

É factível, pois, admitir o motivo do lento declínio da produção na SNS e na BC, em consequência do longo período de atividade de alguns campos, que provocaria, por isso, a queda na produção da bacia sedimentar e a chegada ao fim da vida útil de muitos ativos nessas bacias (*topsides*, jaquetas, sistemas submarinos de produção, dutos e umbilicais). Há outra semelhança entre a BC e a SNS. A compilação de dados demonstrada a tabela 20 revela o tempo de operação de campos de petróleo na SNS e na BC, com dados levantados em capítulos anteriores desta pesquisa: os valores em percentual (números inteiros, valores arredondados) são em relação ao número total de campos em operação.

Tabela 20: Campos SNS x BC – dispersão por tempo em operação

COMPARATIVO - IDADE SNS & BC						
	Nº Campos	Idade Campos				
		> 40	> 30	> 20	> 10	< 10
SNS	154	9 6%	13 8%	52 34%	55 36%	25 16%
BC	49	1 2%	20 41%	11 22%	7 14%	10 20%

Fonte: compilado pelo autor

Abordadas as diferenças entre a BC e a SNS, portanto, percebe-se a diferença no desenvolvimento dessas bacias ao longo da história, em consequência das características físicas e topográficas de cada uma: na BC observa-se a substituição de unidades fixas para flutuantes, estas últimas predominantes atualmente, à medida que testemunhamos a transição do perfil exploratório de águas rasas para profundas e ultraprofundas, no Brasil, nos últimos 40 anos, impulsionada principalmente pela descoberta de reservatórios de petróleo com maior potencial nos anos 1980 e 1990 em águas profundas e ultraprofundas. A topografia da plataforma continental brasileira e a localização dos reservatórios impulsionou esse tipo de evolução rumo ao mar profundo. Já no caso da SNS, devido à topografia de águas predominantemente rasas, com reservatórios de hidrocarbonetos localizados a profundidades que variam entre 9 e 90 metros (considerando apenas a LDA e desconsiderando a profundidade abaixo do solo marinho tanto para SNS quanto para BC) revela-se perfil de evolução baseado em plataformas fixas, com jaquetas de aço ou GBS. A BC possui reservas e atividade de E&P de óleo e de gás, já a SNS possui reservas e atividade de E&P de gás.

Enquanto a BC funciona com número pequeno de operadores (7), a SNS opera com número muito maior de pequenas e grandes empresas do setor privado (33). Os contratos de concessão, na Bacia de Campos, dificilmente são transferidos (apenas em raros casos de insolvência do operador). O operador é o mesmo, do início ao fim do ciclo de vida de um campo de O&G. Na SNS, no entanto, é comum que campos sejam transferidos, junto com a infraestrutura entre operadores, normalmente dos maiores para os menores. Um dos fatores que motivam esses movimentos na SNS são os custos com abandono.

É possível constatar, no Reino Unido, no tocante a instituições, facilidades, infraestrutura e cadeia de produção voltadas para a atividade de abandono de campo, a

existência de estrutura que gira em torno dessa fase do ciclo de vida de campos de petróleo submarinos: fornecedores de serviços especializados em cada etapa dos projetos de abandono, estaleiros, embarcações, consultores, especialistas e demais elementos da cadeia produtiva estão presentes e atuantes nas operações de abandono de campo na SNS. Já na BC não conseguimos observar a especialização da cadeia produtiva da atividade de abandono de campo de petróleo submarino e mais que isso: o tema abandono de campo de petróleo submarino, estritamente ao período do desmonte e destinação final, por exemplo, é tratado com certa estranheza por alguns segmentos interessados da indústria de O&G nacional: de fornecedores a agentes do governo, de operadores a consultores, como observado não apenas neste esforço de pesquisa mas, também, no estudo de Pereira (2017, p. 41), no qual foram consultados especialistas, estaleiros e armadores sobre o desmonte de estruturas *offshore* conforme as definições da EU (2013, Art. 3º), em que evidencia-se o nível primário de conhecimento acerca das práticas de desmonte no Brasil. Ver no gráfico 17 alguns levantamentos de Pereira (2017).

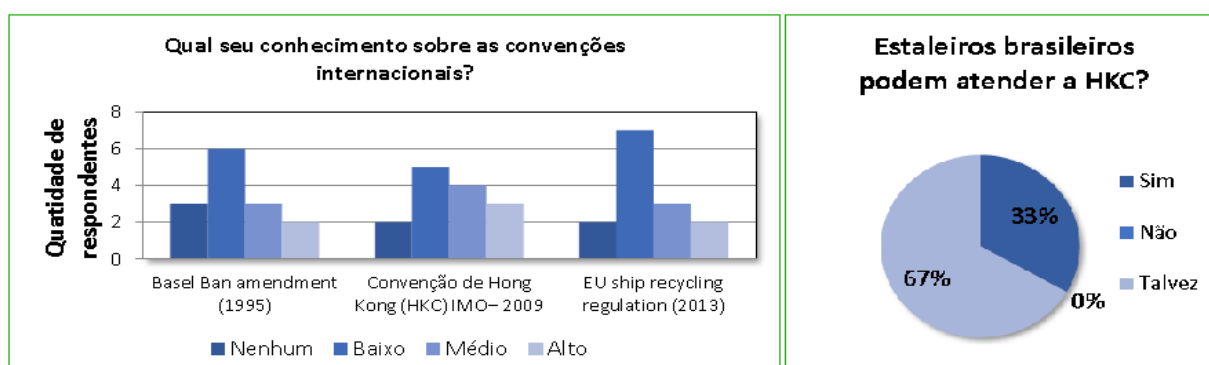


Gráfico 17: Conhecimento convenções internacionais no Brasil
Fonte: Pereira, 2017, p. 42 e 47

O marco regulatório no Reino Unido contribuiu, decisivamente, para impulsionar a inclusão dessa etapa do ciclo de vida de campos de petróleo submarino na agenda das partes interessadas. Uma vez que o abandono consome recursos financeiros e produz riscos adicionais a uma campanha de E&P sem receita associada, conclui-se haver a preponderância do imperativo da lei para que essa etapa seja executada pelos operadores, justamente por não existir lucro associado ao abandono, mas, sim, despesas em recursos para a execução dela.

A SNS e a BC evidenciam algumas semelhanças, notadamente em estruturas e sistemas de produção submarinos instalados. Ambas possuem campos com mais de 40 anos de operação e com produção em declínio. Além disso, estão submetidas a legislações que impedem o

abandono sem providências de remoção, destinação de resíduos, isolamento com barreira dupla dos meios permeáveis e salvaguardas do meio ambiente. Por dedução lógica chega-se a: (1) algumas estruturas e sistemas de produção submarinos na BC estão próximos do fim de vida útil; (2) o CoP de alguns campos da BC estão próximos; (3) operações de abandono devem ser executadas na BC em breve; (4) cadeia produtiva, agentes do governo, operadores e partes interessadas devem mobilizar-se em torno do abandono de campo de petróleo submarino em um futuro próximo.

Uma das consequências da experiência do Reino Unido em de-comissionamento é a existência de base de dados consistente sobre custos e alinhamentos do sistema financeiro e de seguros do Reino Unido para execução de abandono de campo. Existem numerosos estudos, fontes e publicações periódicas sobre custos com de-comissionamento submarino. A identificação das partes responsáveis pelo abandono traduz-se em atividade decisiva para proteger o setor público do Reino Unido de riscos significativos e de custos relevantes associados à desativação de campos de petróleo (ARUP, 2017, p. 42). No Brasil essa é uma atividade na qual observa-se a ausência de estudos elaborados à disposição para a pesquisa sobre custos com abandono, relatórios financeiros ou mesmo publicações acerca de estruturas de financiamento de de-comissionamento. Enquanto isso, lembremos, em UK a previsão de gastos com Decom até 2040 é de € 46 Bi (OIL & GAS UK, 2015, p. 46). O Decom em UK constitui-se em indústria atrativa como fomentadora de oportunidades de negócios, geração de empregos e desenvolvimento de tecnologias. No Brasil, recentemente, percebem-se alguns eventos sobre o tema inserindo-se na agenda da indústria de O&G como os seminários ANP 07/2016, UK ENERGY BRAZIL 03/2017, SOBENA 05/2017 e UCP 07/2017.

Segundo Pereira (2017) existe certa ociosidade tanto do sistema financeiro quanto da capacidade instalada para execução de abandono de campo submarino no Brasil, seja para atendimento à demanda nacional ou externa. Um eventual melhor aproveitamento da infraestrutura local poderia resultar em importante e estratégico mercado, novas fontes de divisas e a consequente geração de empregos no Brasil, levando em conta, principalmente, a localização geográfica, facilidades instaladas, boa reputação da indústria naval, capacidade de financiamento de projetos e profissionais técnicos altamente especializados disponíveis no País.

Em termos de disponibilidade de fontes de pesquisa, documentação de fonte primária, artigos científicos, estudos de caso ou publicações periódicas é notória a diferença entre o Reino Unido e o Brasil. No Reino Unido o acesso a fontes de pesquisa é, além de facilitado, deveras incentivado. Publicações com dados oficiais do governo e dos operadores, inclusive sobre temas

sensíveis como projetos fracassados, custos e tecnologias estão disponíveis em muitas publicações. O serviço de atendimento ao público da OGA é bastante simplificado, as respostas são assertivas e o sistema para viabilizar o acesso a informações é desburocratizado. São dois os interesses básicos do governo britânico quando o assunto é a divulgação de informações sobre de-comissionamento na UKCS: (1) disseminar as lições aprendidas com o abandono, melhores práticas a contribuir para o incremento da segurança na execução dessa fase do ciclo de vida de campos de petróleo e (2) incrementar a venda de soluções para empresas, atrair investimentos, gerar empregos e ao fim e ao cabo maximizar o retorno econômico.

Com relação às instituições, bibliotecas e operadores brasileiros é notória a dificuldade para obter acesso a fontes de pesquisa sobre o tema. Governo e operadores alegam repetidamente a confidencialidade dos dados e recorrem à interpretação de mecanismos legais para impedir o acesso à informação. Em termos de artigos científicos e publicações sobre o tema da pesquisa as fontes são bastante raras: o abandono de campo de petróleo, quando muito, é tratado como assunto periférico de outro tema como exploração de petróleo, refino, perfuração ou cadeia de produção de O&G. A escassa disponibilidade de fontes primárias de pesquisa sobre aspectos operacionais de Decom no Brasil somente foi superado, em alguns casos, por meio da LAI após exaustivos recursos, pesquisa de trabalhos de mestres e doutores e, também, de acervos em bibliotecas do governo. É possível após toda essa dificuldade, inferir a existência de cultura, na indústria nacional de O&G, de cercear o acesso a informações, tanto por parte dos agentes do governo (exceto a MB, a qual sempre colaborou proativamente em todos os departamentos consultados sobre o objeto desta pesquisa) quanto dos operadores, o que dificulta sobremaneira os esforços de pesquisa e coleta de informações. Uma pequena evidência dessa afirmação, entre numerosos casos, pode ser vista no Anexo C desta dissertação.

A Bacia de Campos, no total, possui 49 campos de petróleo, dos quais 44 em fase de produção, um em fase de desenvolvimento, 3 em fase de devolução e um parado temporariamente. A SNS possui um total de 154 campos de petróleo em atividade, sendo 94 em produção, 44 com produção encerrada, 9 em pós CoP, 5 com produção suspensa e possíveis reservas existentes, um com produção suspensa e um em avaliação.

Em termos de gerenciamento de projeto de abandono, portanto, tanto operadores quanto o governo do Reino Unido detêm notória experiência na atividade: modelos de planos de gerenciamento, relatos completos com farta documentação sobre projetos já executados disponíveis para consulta, detalhamento de custos orçados e planejados, análises de risco operacionais, métricas de qualidade, avaliações de melhor opção ambiental, estudos de casos

bastante detalhados, assim como estudos de comportamentos de partes interessadas em Decom estão disponíveis, facilitando sobremaneira os esforços de planejamento de execução de abandono de campo de petróleo. No Brasil, no entanto, não existem muitos casos de abandono executados em campos de petróleo submarinos, tal qual esta pesquisa pode alcançar. Além de poucos abandonos executados, a documentação sobre essas operações ou não está disponível, ou descreve parcialmente as atividades, normalmente a parte de custos (orçado e incorrido), análise de riscos e descrição dos fatores que levaram a decisão sobre CoP são omitidas.

A documentação de operações de abandono executada na SNS explica aspectos relacionados ao gerenciamento do projeto de abandono, segurança das instalações, planejamento, execução de içamento e remoção para facilidades de desmonte, a remediação das áreas submarinas, corte de estruturas submarinas e a execução da destinação final, segundo a CB-92, CHK-09 e a RUE-13. Estaleiros, maquinário especializado e prestadores de serviços estão prontos para atuar no desmonte final. A indústria, no Reino Unido, é dotada de certa capacidade para absorver o material resultante do desmonte. Existem, ainda, dados disponíveis em casos de desmonte que mostram os percentuais de reaproveitamento de material que pode ser obtido de cada tipo de estrutura. A exemplo da comunidade europeia, O Reino Unido não possui instalações e bens de capital suficientes para o desmonte e reciclagem de sua infraestrutura. Por isso, em muitos casos, recorre a facilidades de desmonte localizadas em outros países, notadamente no sudeste asiático.

No Brasil, as descritivas de operações de abandono foram encontradas em poucos casos e sem muitos detalhes. Observa-se, no entanto, existir, no Brasil, capacidade instalada (originalmente para atender à indústria naval e de O&G) que pode ser utilizada para as operações de desmonte de estruturas e equipamentos no de-comissionamento de estruturas *offshore*, tanto nacional quanto internacional, em conformidade com a RUE-13. Os países do sudeste asiático entraram na disputa para se adequarem a RUE-13, porém lá existe o entrave da falta de mecanização e de conformidade com aspectos ambientais (desmonte executado manualmente em praias). No Brasil, existem estaleiros espalhados pela costa que em períodos de ociosidade da atividade principal (construção naval, docagem⁵⁰ ou reparo de embarcações) poderiam assumir a demanda gerada pela entrada em vigor da RUE-13. Esse movimento estratégico poderia gerar divisas e empregos para o Brasil no curto/médio prazo se adequadamente projetado, tanto operacional quanto economicamente. A qualificação para

⁵⁰ A docagem consiste em colocar o casco “em seco” por meio de estrutura flutuante ou dique para que se possa inspecionar, tratar e pintá-lo e seus apêndices. (VASQUES, 2016).

entrada na lista europeia de estaleiros aprovados para recepção de instalações é simples e pode ser verificada no Anexo 4 desta dissertação. Existe o risco da perda da janela de oportunidade, seja por outros países adequarem sua infraestrutura e pessoal qualificado para atendimento à demanda de desmonte de estruturas da indústria de O&G, seja pela adoção de alternativas advindas da evolução tecnológica constante por outros países.

As legislações internacionais abrem oportunidade para o setor no Brasil.
Os estaleiros asiáticos estão se qualificando, muitos já têm ISO (9.000, 14.001 e 18.000);
Haverá demanda reprimida em função da baixa capacidade dos estaleiros europeus;
É necessário mapear todos os *players* que podem se beneficiar com a reciclagem no Brasil;
É necessário que os estaleiros se certifiquem para atender a CHK-09 e RUE-13;
É necessário entender os entraves legais que envolvem trabalho e meio ambiente;
O Setor siderúrgico entende que existe demanda para a sucata pesada no país;
Os estaleiros nacionais precisarão ser competitivos em preço com os asiáticos e
Existe grande oportunidade para o setor gerar mais emprego e renda no Brasil (PEREIRA, 2017, p. 49).

Tanto na SNS quanto na BC existe, há muitos anos, capacidade instalada para atendimento às necessidades da indústria de O&G. Os prestadores de serviços, empreiteiros, recursos técnicos, consultores de engenharia e o maquinário adequado para as fases de desenvolvimento e produção de um campo de petróleo submarino são similares aos necessários para o período de abandono: embarcações especiais, sondas, guindastes, mergulho, serviços submarinos de inspeção, intervenção leve e pesada, engenharia, navegação, estaleiros e maquinário naval. Pelo exemplo do modelo britânico pode-se assumir ser o arcabouço legal adequado à imposição da restauração ambiental das áreas de concessão, também pelos benefícios ao meio ambiente e às atividades relacionadas ao uso do mar (pesca, pesquisa, recreação): o abandono de campo poderá oportunamente elevar o Brasil ao patamar dos países desenvolvidos no tema premente do respeito ao meio ambiente na exploração de petróleo em termos geopolíticos, assim como gerar demanda para o grande parque industrial instalado, ao projetar o País como referência no setor de abandono de campo de petróleo e desmonte de estruturas no Atlântico Sul.

Um ganho indireto, porém, igualmente importante de eventual estratégia de incentivo e desenvolvimento de capacidade de abandono de campo e desmonte de estruturas, é o consequente desenvolvimento tecnológico nesse segmento, fator fundamental, atualmente, para otimizar o posicionamento estratégico de países, por propiciar à população a consequente melhoria nas condições de vida. É pública e notória a capacidade técnica dos engenheiros e profissionais brasileiros, tendo em vista as grandes realizações da indústria local no petróleo

(resultados expressivos em exploração em águas profundas, desenvolvimento de soluções inovadores para sistema de produção submarinos e na cadeia logística do petróleo) e outras indústrias pesadas (mineração, aviação e naval) nos últimos 50 anos. Essa capacidade técnica reconhecida, aliada ao parque industrial e bens de capital já instalados podem ser estrategicamente explorados pelo governo e, ainda, pela indústria local para atração de investimento, trabalho e desenvolvimento dentro da janela de oportunidade que estamos vivendo, como referência, o exemplo do modelo britânico e a estratégia de maximização de resultados formalmente definida (MER).

Se aquiescida essa proposta de abordagem estratégica, do lado institucional, há a CB-92, a RUE-13 e a CHK-09 normatizando, respectivamente, a transferência de resíduos, a reciclagem de estruturas flutuantes oriundas da Europa e a reciclagem de navios que podem ser tempestivamente aproveitadas em favor da indústria local. O Brasil aderiu a CB-92 por meio do Decreto nº 875, de 19 de julho de 1993 e do Decreto nº 4.581, de 27 de janeiro de 2003. A CHK-09 entrará em vigor 24 meses após a data na qual 15 estados a tenham referendado, representando 40 por cento da arqueação bruta da frota mercantil mundial. A RUE-13 entrará em vigor até 31 de dezembro de 2018: estaleiros e facilidades de desmonte já podem qualificar-se para constarem na lista UE.

A combinação da infraestrutura instalada, com a capacidade técnica e experiência de especialistas brasileiros, aliada aos novos requisitos das resoluções internacionais citadas, portanto, cria ambiente propício ao desenvolvimento de uma estratégia de aproveitamento de oportunidade de crescimento da economia, oriunda da atividade de destinação final resultante do abandono de campo de petróleo submarino. Há, ainda, os lucros advindos da destinação final de estruturas para o Brasil em nível global, que significaria diminuir a ociosidade de instalações, infraestrutura e melhor aproveitamento da mão de obra e da capacidade técnica disponível.

Revisitando as operações de abandono apresentadas no capítulo 3 e reunindo os principais dados dos campos Tubarão Azul - BC, Indefatigable - SNS, Cação - BES e Brent - NNS, verifica-se as principais similaridades e diferenças entre eles, na tabela 21. A escolha dos campos analisados nesta pesquisa obedeceu ao critério de semelhanças físicas, dimensionais, temporais, e foi fortemente influenciada pela disponibilidade de fontes de pesquisa dos campos brasileiros.

Tabela 21: Campos SNS x BC – dados comparados

COPARATIVO - INDE, BRENT, T. AZUL, CAÇÃO				
	UK		BR	
	INDEFATIGABLE - SNS	BRENT - NNS	TUBARÃO AZUL - BC	CAÇÃO - ES
Documentação detalhada	Sim	Sim	Não	Sim
Profundidade (m)	30	140	130	19
Distância de terra (km)	75	160	60	7
Plataformas	Fixa (6)	Fixa (4), Spar (1)	FPSO (1)	Fixa (3)
Poços	26	154	3	13
Início produção	1971	1971	2012	1978
CoP	2005	2014	2015	2015
Tempo operação (anos)	34	43	3	37
Ano início Decom	2005	2016	2016	2017
Método Decom	Eng reversa	Eng reversa	Desconhecido	Alijamento no mar
Peso estruturas decom (tons)	12548	295000	Desconhecido	1784
Gerenciamento de Projeto	Sim	Sim	Sim	Sim
Abandono de poço	Sim	Sim	Desconhecido	Desconhecido
Tornar Seguro & preparação	Sim	Sim	Desconhecido	Desconhecido
Remoção Topside & Base	Sim	Sim	Sim	Não
Remedição e Equip. Submarino	Sim	Sim	Não	Não
Relocação & Reciclagem	Sim	Sim	Não	Não
Monitoração área	Sim	Sim	Desconhecido	Não

Fonte: Elaboração própria

Todos os campos analisados na pesquisa situam-se em águas rasas, completaram ou estão dentro da fase de abandono, possuem planos de gerenciamento do projeto estruturados e a documentação técnica sobre essa fase advém de fonte primária, fornecida pelo governo ou operadores do campo. Excluindo-se o campo de Tubarão Azul, todos os demais possuem mais de 30 anos de operação, plataformas fixas, peso de estruturas conhecido e método de Decom definido.

Na BC existem 19 plataformas fixas: PCE-1 (Enchova), P15 (Garoupa), PNA 1 & PNA 2 (Namorado), PCH 1 & PCH 2 (Cherne), PPG 1 (Pargo), PCP 1, PCP 2 & PCPC 3 (Carapeba), PVM 1, PVM 2 & PVM 3 (Vermelho), PPM 1 (Pampo), P FIXA A (Polvo) e PER 1 & PER 2 (Peregrino). As plataformas fixas servem a campos de petróleo com média de 30 anos e estão instaladas a uma profundidade média de 122 m. As demais plataformas da BC são do tipo flutuantes (FPSO, FSO, Semi-Sub e TLWP e FSU) e estão instaladas em campos de petróleo com média de 23 anos e profundidade média de 664 m (ANP, 2017f).

Estimando a vida útil de uma plataforma fixa, entre 30 e 50 anos, baseando-se essa estimativa nos documentos técnicos de Cação (subseção 3.3.2), Indefatigable (subseção 3.4.1) e Brent (subseção 3.4.2), depreende-se, na Bacia de Campos, pico estimado entre 2018 e 2038 da atividade de Decom em campos com plataformas fixas, dependendo da vida útil e condição estrutural das jaquetas das plataformas entre outros fatores. No Reino Unido registra-se intensa atividade de abandono em curso.

4.2 ASPECTOS OPERACIONAIS BRASIL

Sobre o Decom de Tubarão Azul (único campo no qual havia documentação referente à fase de abandono na BC) registre-se a ausência de dados integrais, em conformidade com a LAI, que, por ser assim, somente possibilitou observar aspectos declarados na documentação fornecida pela ANP.

Verificou-se, ainda, apesar da remoção da plataforma (FPSO OSX-01) já ter sido feita, o abandono dos poços não identificado como executado, conforme ANP 25/02, a remoção do sistema de produção submarino, limpeza, remediação da área submarina e disposição final do material removido do campo estão em estudo do atual operador do campo, permanecendo no fundo do mar. Apesar de não haver exigência específica para o abandono do campo de petróleo, essa fase deve ser considerada no EIA necessária ao licenciamento do campo, conforme CONAMA 23/94.

Quanto ao cumprimento das resoluções da ANP, entende-se devam existir documentos como o PDI e PAT aprovado ou em aprovação, no qual estariam detalhadas as etapas executadas e planejadas, bem como os prazos para o abandono final do campo. Não houve acesso a informações sobre a existência de LDA de 55m livre entre os equipamentos instalados no fundo e a superfície da água, nem mesmo se a instalação foi colocada em condição livre de riscos como exigido pela ANP 27/06. Segundo essa mesma resolução, a retirada das instalações deve ocorrer no menor prazo possível. Se não há confirmação sobre o peso das instalações submarinas de Tubarão Azul, não é possível deduzir se existe conformidade com o que preconiza a ANP 27/06, quanto à remoção de estruturas de peso superior a 4000 toneladas no ar, excluídos convés e superestrutura, as quais deverão ser completamente retiradas em LDA até 80 metros.

Por ser um projeto relativamente novo, o sistema submarino de produção deveria contemplar facilidades de remoção e de-comissionamento com a observação adicional de que esse sistema foi instalado em 2012 e a Resolução ANP 27/06 sobre devolução de áreas de concessão foi editada em 2006. Não foram encontrados indícios de que o projeto do sistema submarino de produção contempla requisitos de abandono do campo. Projetos de sistemas de produção submarinos mais antigos podem não contemplar facilidades de remoção de de-comissionamento.

A pesquisa revelou não existir limite temporal para finalização da remoção de estruturas submarinas e abandono de poços do campo de Tubarão Azul, visto que a regulamentação permite esse procedimento sob certas interpretações e condições. Verificou-se também a ausência de remoção de detritos do fundo marinho (*site remediation*), tampouco obteve-se evidência da execução da monitoração dos poços e do sistema de produção submarino.

Após uma série de estudos visando potencializar a vida útil do campo de Cação, o operador do campo decidiu, em 2015, pelo encerramento da produção por motivos relacionados à inviabilidade econômica e ao final da vida útil das jaquetas das três plataformas.

Esta pesquisa apontou o gerenciamento do projeto de Decom de Cação como delimitador da execução do projeto de abandono e remoção do sistema de produção, *topside* e jaquetas de forma sequencial e estruturada. Foi além. Passou pelo preparo das instalações para de-comissionamento, remoção das tubulações submarinas, abandono permanente dos poços em conformidade com a ANP 25/02, desativação dos dutos de transferência, desmontagem do *topside* para remoção e destinação final deles e das jaquetas das plataformas de Cação. Tudo isso, claro, em conformidade com a ANP 27/06 e o regulamento técnico respectivo. Os planos para corte, içamento, logística e transporte das estruturas e equipamentos foi também previsto em procedimento enviado à aprovação da ANP.

Houve acordo envolvendo o operador, IBAMA e ANP para dividir a operação de abandono do campo em duas etapas bem definidas: a primeira previa o preparo das instalações, remoção de algumas tubulações para evitar interferência da sonda que iria executar o P&A dos poços, desativação de tubulações de transferência e desmontagem dos *topsides* e uma segunda fase envolvia o corte, remoção e disposição final desses e das jaquetas no mar, em profundidade de 800 metros em uma posição definida, a aproximadamente 25 milhas da costa, em região de 90 km². Um cronograma de marcos do Decom do campo de Cação foi estabelecido, indicando o final das operações em 2017, e a conclusão dos relatórios de de-comissionamento e encerramento do projeto em 2018.

Percebeu-se a existência de cronograma pactuado entre ANP e o operador, capaz de prover limites temporais para a execução do Decom do campo, no entanto não existe menção à remoção dos equipamentos submarinos como *manifolds*, válvulas e umbilicais, assim como permanece pendente o aceite do IBAMA sobre a segunda fase do abandono do campo, que consiste em remover da atual locação e alijar no alto-mar as estruturas dos *topsides* e jaquetas das plataformas de Cação. Existe boa descrição dos componentes da plataforma e do sistema de produção submarino, com especificações detalhadas. A utilização de recursos nesse projeto

foi escolhida de forma a minimizar custos do operador, utilizando o máximo dos recursos disponíveis.

A Resolução IMO A.672(16), de 1989, estabelece a necessidade de remoção de estruturas *offshore* em profundidades menores que 75 m e peso menor do que 4000 t para estruturas instaladas antes de 1998, e para profundidades menores que 100 m e peso menor que 4000 t para estruturas instaladas após 1998. Fica claro, portanto, a premência em executar a remoção das estruturas de Cação.

Os artigos 60 e 80 da UNCLOS-82, da qual o Brasil é signatário, preveem a necessidade de resguardar a pesca, dar publicidade a estruturas não removidas completamente, assim como garantir a remoção total de instalações ou estruturas não removidas ou ainda em desuso. A mesma convenção, UNCLOS-82, artigo 210, estabelece “os estados devem adotar leis e regulamentações de forma a prevenir, reduzir e controlar a poluição no ambiente marinho causada pelo alijamento” (UN, 1982). Constituem formas de poluição do ambiente marinho a introdução, pelo homem, de substâncias que resultem em efeitos negativos aos recursos vivos, pesca, saúde humana e o impedimento dos usos legítimos do mar, assim como o alijamento, que consiste, lembremos, na eliminação deliberada de resíduos, no mar, de barcos, aviões, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem (UM, 1982). Pode-se inferir, portanto, haver algum grau de risco de não conformidade em relação a UNCLOS-82, em seus vários requisitos sobre alijamento no mar, dentro da EEZ brasileira dos *topsides* e jaquetas de Cação. Estudos focados nesta questão devem ser levados a cabo para uma conclusão mais acurada sobre a conformidade do abandono de Cação para com tratados internacionais ratificados pelo Brasil.

O Brasil é signatário da Convenção de Londres (1972), mas não de seu Protocolo (1996). Segundo a Convenção de Londres, o alijamento é definido como “(...) a disposição deliberada no mar de embarcações, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem” (IMO, 1972). Nela fica definido que cabe aos países-membros a nomeação de autoridade responsável pela emissão de autorização para alijamento de matéria no mar. Plataformas e embarcações estão explicitamente excluídos da lista de matérias de alijamento proibido pela Convenção de Londres, no entanto está determinada a obrigação de retirar todo o material que possa flutuar e contribuir para a poluição marinha, bem como a obrigação de assegurar que o material alijado não pode constituir obstáculo à pesca ou à navegação. Um relatório anual sobre atividades de alijamento realizadas deve ser apresentado pelo governo brasileiro à IMO. Nos termos da Convenção de Londres, observa-se a possibilidade e o alijamento dos *topsides* e jaquetas de

Cação ser realizado sob autorização do governo brasileiro, por meio da ANP e do IBAMA, no entanto os requisitos dessa convenção deverão ser atendidos.

Os processos de abandono dos campos de Tubarão Azul e Cação apontam para a existência de prazos em aberto para o término de etapas de abandono. Ressalte-se, ainda, os equipamentos submarinos não são parte integrante dos planos de de-comissionamento. Um dos métodos de abandono adotado (alijamento) entra em conflito com algumas convenções internacionais. Percebe-se certa ausência de remediação e processos de monitoração das áreas de concessão nos planos de abandono de campo e, por fim, não foi encontrada evidência da implementação e uso de mecanismos garantidores, conforme ANP 27/06 Art. 4º e modelo de contrato de concessão da ANP, item 18 - Garantias de desativação e abandono. Observa-se o efeito dos mecanismos institucionais ativamente aplicados aos campos de petróleo submarinos, incentivando o processo de de-comissionamento, bem como a metodologia de gerenciamento de projetos aplicada às execuções.

4.3 ASPECTOS OPERACIONAIS REINO UNIDO

No Reino Unido, os programas de abandono de campos de petróleo submarinos estão todos disponíveis, juntamente com a documentação de suporte: a profusão de estudos, artigos e publicações sobre o tema é expressiva. A maior dificuldade encontrada consiste apenas na escolha de qual campo analisar para fins desta pesquisa, dada a profusão de fontes de pesquisa a disposição. Os campos foram escolhidos, desta forma, de modo a salvaguardar o máximo de semelhanças físicas, estruturais, metodológicas e temporais com os casos brasileiros, com o objetivo precípua do aproveitamento de lições aprendidas no Brasil.

Após 34 anos de operação, o projeto de abandono do campo de *Indefatigable* foi executado, em 2005, de forma deveras estruturada. Nota-se o preparo, a maturidade e a experiência das instituições, operadores e prestadores de serviço durante essa execução. A leitura do programa de de-comissionamento de *Indefatigable* é simples, rica em descrições de métodos, com abordagem estruturada e esclarecedora, até mesmo para quem não é familiarizado com a etapa de abandono de campo no ciclo de vida do petróleo.

Bastante similar, em muitos aspectos, ao Campo de Cação (profundidade, tipo e número de plataformas, quantidade de poços, início de produção, tempo em operação, ano da CoP e do abandono) esse campo cumpriu todas as etapas do modelo de projeto de abandono. Essas fases

incluíram tornar as instalações seguras, preparar a infraestrutura para remoção, remover o *topside* e a base, recuperar o sistema submarino, remediar áreas de concessão, destinação final e reciclagem e monitorar pós-remoção das estruturas. A intensa participação da indústria da pesca é observada durante o processo, por incluir a emissão de certificados por instituições ligadas à pesca para aceite do abandono de campo. Todos os prazos estão acordados e as descrições das etapas estão completas.

O método de engenharia reversa por içamento único para quatro plataformas e engenharia reversa por remoção peça-por-peça para duas plataformas permite o alcance de altos percentuais – chegou a 97,97% - de reciclagem de materiais e estruturas removidos de *Indefatigable*.

Os detritos do solo marinho foram removidos por embarcações especializadas dentro de uma zona de 500 metros ao redor das plataformas e no entorno de equipamentos e dutos submarinos. Coletou-se, no total, 91,4 t de detritos submarinos, os quais também foram destinados de forma ambientalmente correta (reciclados). A equipe de projeto e os prestadores de serviços foram escolhidos pelo princípio da economicidade, maximizando os recursos do operador nessa execução, diminuindo os custos com a execução do de-comissionamento, de maneira similar ao princípio adotado no plano de desmonte de Cação.

A descrição dos prestadores de serviços e empreiteiras engajados no projeto constitui-se em importante ativo para execuções futuras, pois permitem iniciar os esforços de planejamento com o conhecimento das opções de fornecedores com experiência em operações específicas. Esse inventário de informações evita perda de tempo na pesquisa de mercado, pois aproveita o conhecimento acumulado em operações já executadas e otimiza custos com planejamento de tarefas e sequenciamento de atividades, para procedimentos passíveis de execução em projetos com aspectos similares. A logística da retirada de estruturas demonstrando tempos e movimentos, o sequenciamento das operações e a descrição das estratégias de transporte no mar e em terra constituem outro importante ativo de processo organizacional para futuros planejamentos de operações semelhantes.

Na etapa de desmonte de estruturas para reciclagem e relocação encontra-se descritivo pormenorizado dos componentes e subcomponentes das plataformas, a permitir o reaproveitamento de equipamentos como motores, bombas, botes, válvulas bem como a previsão de separação em relação a materiais perigosos, líquidos inflamáveis e materiais de reciclagem. Essa separação de materiais e subcomponentes, além de incrementar a taxa de reciclagem geral do projeto beneficiando diretamente o meio ambiente, permite o melhor

tratamento em termos de descarte de materiais perigosos e ganhos financeiros pela venda de equipamentos diversos. A especificação detalhada dos materiais que constituem as estruturas a serem de-comissionadas em sistemas *offshore* está em linha com as exigências da CHK-09 quanto à entrega do IHM.

Na análise do programa de de-comissionamento de *Indefatigable* fica evidente a importante lição aprendida da documentação de abandono do campo no Reino Unido, assim como nos demais projetos de abandono naquela região: o demonstrativo geral de custos do projeto está disponível, claro e detalhado. Sendo a questão financeira um dos fatores de maior relevância tanto para tomada de decisões e avaliação de cenários, quanto para execução de projetos expressivos como o Decom de campos submarinos de petróleo, infere-se a importância crucial da disponibilidade de informações de custos como importante vantagem para futuros planejamentos de operações similares e orçamento de projetos.

A operação de de-comissionamento do campo de Brent, no Reino Unido, foi um marco na história do abandono de campo para a Europa: tanto pela importância do campo de Brent para a economia do Reino Unido, quanto pela magnitude dos desdobramentos da desmobilização da plataforma Spar, desse campo em especial, já detalhadamente descrita nesta dissertação, precisamente no capítulo 3. Ao fim de um longo processo cujo planejamento teve que ser refeito, novos acordos firmados, grande exposição na mídia e a exigência de colaboração internacional, a plataforma de Brent foi convertida em base estrutural para construção da extensão de um porto em Mekjarvik, em 1999 (Anexo F). Um outro exemplo que impressiona pela inovação e no aproveitamento de estruturas é o restaurante Rem Eiland, localizado em Amsterdã, na Holanda, construído com o conjunto *topside* e parte da jaqueta de uma plataforma de petróleo de-comissionada: pode ser visto na figura 30, p. 157.

A opinião pública, enquanto parte interessada, pode eventualmente influenciar fortemente em questões relacionadas ao abandono de campo, inclusive com desdobramentos políticos, tanto pela importância do meio ambiente e ações de organizações de defesa ambiental, quanto pelo nível de conhecimento das partes interessadas em relação à atividade de abandono. Essa contribuição poderá servir ao Brasil. Em termos de gerenciamento de projetos, a monitoração das partes interessadas traduz-se em importante área de conhecimento, pois a falta ou má gestão, nesse caso, poderá levar ao fracasso de determinado projeto.

O campo de Brent também trouxe à tona importante discussão sobre a GBS (base utilizada em três das quatro plataformas fixas de Brent) o descarte e a aplicação do conceito de *derrogation* no MN para abandono de estruturas para as quais não existem meios viáveis de

remoção. Observa-se, no capítulo 2, a evolução do contexto institucional sobre abandono de campo, tanto internacionalmente quanto em cada estado. Algumas décadas após a instalação de muitas estruturas e sistemas de produção de O&G *offshore* no mundo, não havia registro da possibilidade de remoção futura e quando efetivamente eram realizadas não obedeciam às diretrizes normatizadas e padronizadas. Provocam-se, assim, situações que os governos, operadores e sociedade devem estudar e decidir caso a caso.

Estudos e esforços para estender o período de produção do campo de Brent foram executadas desde 2006, da mesma forma que nos casos de *Indefatigable* e Cação: por persistir a situação economicamente inviável da continuidade da produção de Brent, o operador e o governo decidiram por acordar a CoP do campo, em 2009, e a desmobilizar três das quatro plataformas fixas. Muitas opções foram meticulosamente estudadas: alternativas de reuso das instalações, remoção para novos campos de petróleo, utilização para geração de energia eólica no mar e conversão em cassinos entre outras. O de-comissionamento foi a alternativa mais viável, técnico e economicamente, apontada pelos estudos, os quais também apontam para a meta de percentual de reciclagem da ordem de 97% das estruturas dos *topsides*.

O campo de Brent, especificamente quanto às inovações tecnológicas, produto dos esforços de pesquisa, desenvolvimento e operação desse campo, apresenta similaridades com o modelo brasileiro quanto à operação em águas ultraprofundas e ao conseqüente desenvolvimento de tecnologias que nos permitem explorar recursos e locais anteriormente improváveis. O desenvolvimento de ciência e tecnologia é, nos dias de hoje, “[...] o grande diferencial competitivo entre as nações na era globalizada e o principal fator que diferencia os países desenvolvidos em termos de bem estar econômico dos seus cidadãos e por conseguinte mola propulsora do desenvolvimento social” (MARIN, 2016). Os estados economicamente e socialmente mais desenvolvidos também são aqueles cujos governos e empresas dominam a mais avançada ciência, aplicada ao desenvolvimento de modernas tecnologias nos mais variados segmentos, para atendimento das necessidades humanas.

Sumarizando os processos de abandono dos campos de *Indefatigable* e Brent, pode-se afirmar a vantagem advinda da disponibilidade de informações documentadas e estruturadas sobre a atividade de abandono. Tais informações retroalimentam os projetos futuros e facilitam a tomada de decisão de projetos de final de produção e abandono de campo de petróleo submarino. Verifica-se, ainda, a maturidade das instituições, prestadores de serviço e operadores no gerenciamento e execução de abandono de campo submarino, por perceberem-no como algo que se alcança com o tempo, à medida que a iniciativa privada e governo

mobilizam-se ao redor da questão: soluções tecnológicas, arranjos de financiamento e experiência nessa etapa do ciclo de vida de campos de petróleo no mar são adquiridas com o tempo: trata-se do desdobramento de uma indústria antiga em novas atividades, que demandam, por isso, interação de outros segmentos da cadeia produtiva da indústria do petróleo. O alto desempenho na reciclagem de materiais em grandes projetos de desmonte é um importante indicador de conservação do meio ambiente, além de ser capaz de gerar receitas e empregos.

A disponibilidade das listas de prestadores de serviços, relatórios de operações e demonstrativos de custos, entre outros, constituem informações valiosas para estruturação de projetos, insumo para pesquisas e suporte à tomada de decisão, uma vez que conferem confiabilidade e previsibilidade aos projetos e empresas envolvidas, o que, ao fim, incentiva investimentos capazes de otimizar a economia.

Alternativas inovadoras para utilização de materiais e estruturas das plataformas são exequíveis e, por vezes, são opções ambientalmente corretas e que podem potencialmente gerar receitas para o projeto de abandono, como geração eólica, pesquisa científica, acomodações e locais de convivência, estrutura para obras civis entre outras aplicações diferentes do uso na captura de hidrocarbonetos.

A incorporação de requisitos de abandono nos projetos de plataformas e sistemas de produção submarinos, além de assegurar a conformidade com a legislação aplicável, reduz custos no final da vida útil dos campos de petróleo.

Altos percentuais de reciclagem, desenvolvimento de tecnologia, geração de emprego, existência de alinhamento entre indústria e governo, utilização de infraestrutura e bens de capital da indústria naval e do petróleo para atendimento de demandas do abandono de campo, bem como o conseqüente ganho de escala industrial são aspectos observados nesta pesquisa como característicos do Decom no Reino Unido, com a conseqüente geração de divisas e empregos naquela região.

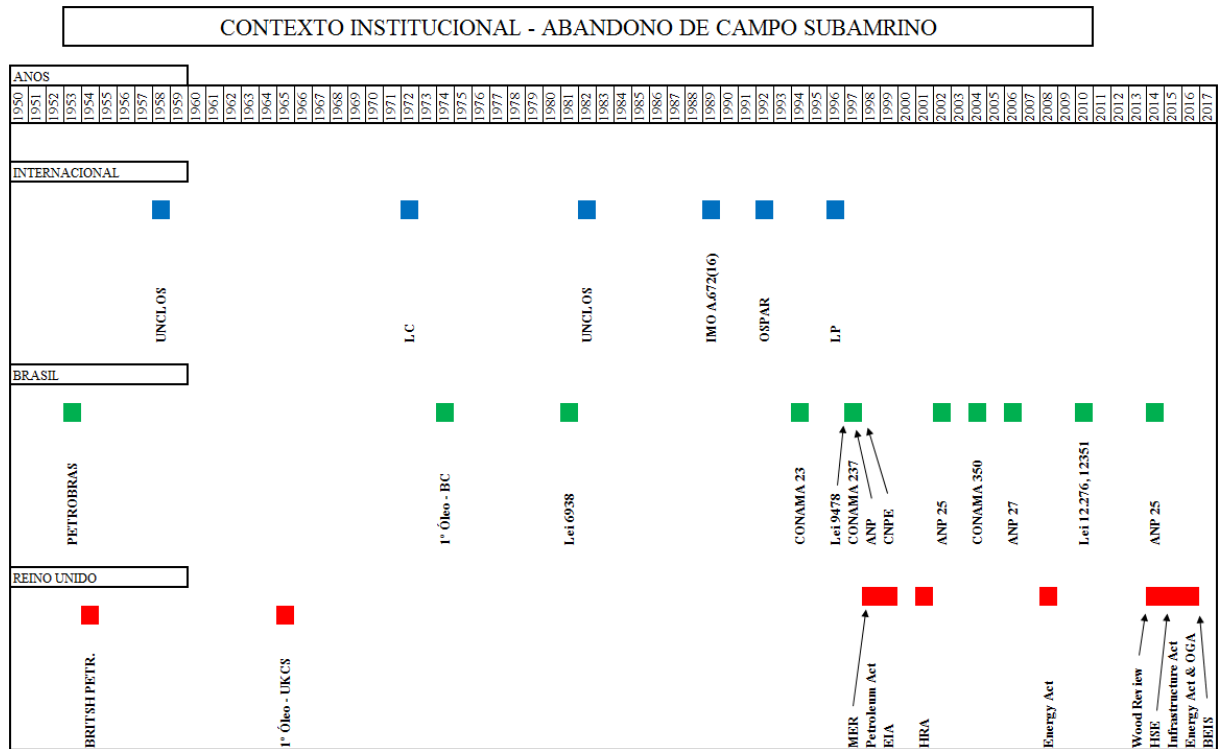
4.4 ASPECTOS INSTITUCIONAIS BR & UK

Em termos normativos a grande diferença entre modelos de Reino Unido e Brasil reside no fato de que enquanto no Reino Unido a legislação aplicável a campos de petróleo foi definida por estudo específico (WOOD) e direcionado a uma estratégia bem aplicada (MER), no Brasil

o arcabouço normativo é constituído por leis, decretos, portarias, resoluções e atos administrativos de diversos órgãos sem haver, no entanto, decisiva estratégia central do estado, aliada à ausência de direcionamento baseado em estudo do caso nacional e, ainda, de acordo com necessidades específicas de cada órgão regulador. Nota-se, apesar dessas diferenças, no entanto, semelhanças quanto à remediação ambiental, à necessidade expressa de decomissionar áreas de extração de O&G ao final das concessões e à existência de mecanismos garantidores de abandono de campo.

Consolidando cronologicamente a evolução das normativas internacionais e dos arcabouços regulatórios do Brasil e do Reino Unido em uma única tabela, chega-se ao histórico normativo consolidado INT – BR – UK na tabela 22.

Tabela 22: Contexto institucional INT BR UK



Fonte: Consolidado pelo autor

Constata-se a escalada da regulamentação, tanto em nível de tratados internacionais quanto em nível de legislações nacionais, desde 1989, com a aprovação da resolução IMO A.672(16) até 2016, quando verifica-se a criação da OGA e do BEIS. Note-se, também, os desdobramentos do relatório Wood e do estabelecimento da estratégia MER na criação de novas regulamentações no Reino Unido, após 2014.

Nesta pesquisa registra-se, adicionalmente, a diferença latente - para uma mesma indústria - entre o *modus operandi* de um arcabouço regulatório orientado a uma estratégia definida de estado (Reino Unido) e de outro orientado à agenda de cada governo (Brasil).

O marco regulatório internacional foi fortemente influenciado pelas ambições dos países com maior peso político e econômico em cada época. A UNCLOS-58 foi concebida no pós-guerra e, portanto, sob demanda dos países vencedores, notadamente os Estados Unidos e o Reino Unido, com expressivo viés para liberdade de navegação, bem como para a colocação de cabos e estruturas marítimas pelos estados que objetivassem fazer uso do mar.

O texto final da UNCLOS-82 estabelece a prevalência sobre a UNCLOS-58. Estruturada em uma abordagem completamente diferente, a convenção de 1982 prima pela negociação e pelo consenso ao redor de um único texto final. A convenção de 1982 foi redigida em uma década em que a questão do abandono de campo de petróleo submarino ainda não era uma questão relevante na agenda internacional, e a exploração de petróleo no mar era uma indústria ainda em desenvolvimento. Importantes definições sobre poluição do meio marinho, alijamento, e sobre o MT, Zona Contígua (ZC), ZEE, plataforma continental e alto-mar foram claramente definidos nessa convenção.

Observa-se, no MN, forte interação entre os estados costeiros, tanto pela sua proximidade, quanto pelos interesses comuns em relação ao uso do mar. No Brasil não são desenvolvidas relações semelhante com países vizinhos por influência, tanto da colossal extensão de nossa ZEE, como pela considerável distância de outros países pela via marítima e ainda pelos divergentes interesses nacionais no uso do mar. Essa diferença é sensível quando notamos a formação de blocos entre países do MN por meio do instrumento RSP, incentivado pela LC-72 e, especificamente, LP-96. O RSP é uma iniciativa da UNEP que almeja assistir programas regionais com ênfase na proteção do ambiente marinho.

Em nível federativo, o Reino Unido estabeleceu políticas e instituições principais por meio do *Petroleum Act* (que institui o DECC), do *Energy Act* (que institui a OGA) e do *Infrastructure Act*, da mesma forma que o Brasil estabelece políticas de nível federativo por meio da Política Energética Nacional (que institui o CNPE e a ANP) e da Política Nacional do Meio Ambiente (que institui o CONAMA e o IBAMA). Em adição às normativas internacionais, o Reino Unido também é signatário da OSPAR-92, criada por incentivo direto do RSP, da UNEP.

As agências governamentais para regulação e supervisão do setor de O&G do Reino Unido (OGA) e Brasil (ANP) possuem atribuição principal idêntica: OGA, responsável pela regulação operacional, destacar-se na supervisão do processo de licenciamento e no atingimento da MER para as reservas de O&G e ANP, promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. As semelhanças entre esses dois agentes governamentais, no entanto, encerram-se aqui. Enquanto a ANP é formada por quadro técnico oriundo de concurso público, possui entre as atribuições a organização de leilões de áreas de concessão, a regulação da execução de serviços de geofísica e geologia e a implementação da Política Nacional do Petróleo, a OGA é formada por profissionais com experiência e habilidades comprovadas em liderança, segmento comercial e aspectos técnicos do setor de O&G, possuindo entre as atribuições o atingimento da MER, a captação e retenção de mão de obra de alta qualidade e a publicação de objetivos e critérios de sucesso.

Uma das grandes lições que é possível obter da atuação da OGA é o direcionamento legal, claro e específico para atingimento da MER, ou da estratégia de maximização dos retornos financeiros das campanhas de extração de O&G da UKCS. A divulgação dos programas de de-comissionamento de campo de petróleo submarino em UKCS pelo OGA tem a conotação de disseminar boas práticas de abandono de campo com objetivos de melhorar essas execuções em benefício do meio ambiente e a atração de investimentos e desenvolvimento de tecnologias no Reino Unido, o que colabora para o atingimento da MER. Esses são alguns dos pontos que poderiam ser absorvidos da atuação da OGA e, por conseguinte, adaptados para elaboração de uma estratégia integrada nacional, ou seja, de maximização das receitas do setor de O&G brasileiro e o incentivo ao desenvolvimento tecnológico pela disseminação de boas práticas que beneficiariam o meio ambiente brasileiro.

Em termos de regulação e fiscalização do cumprimento de legislação de proteção do meio ambiente no setor de O&G o BEIS, no Reino Unido e o IBAMA no Brasil possuem atribuições similares: ambos são responsáveis por assegurar a conformidade com a legislação ambiental aplicável e pelo monitoramento das condições ambientais das regiões de concessão durante o ciclo de vida dos campos de petróleo submarinos. Dentre as diferenças, enquanto o IBAMA possui, entre suas atribuições, o exercício do poder de polícia ambiental, a concessão do licenciamento ambiental e a autorização para uso de recursos naturais brasileiros, o BEIS tem, entre suas atribuições, assegurar ao Reino Unido obter suprimentos energéticos confiáveis, limpos e a preços acessíveis, garantir que o Reino Unido permaneça na liderança no segmento

científico, na pesquisa e na inovação e monitorar as mudanças climáticas. A Unidade de O&G *offshore* ambiental e de de-comissionamento, um dos departamentos do BEIS, acumula ainda as atribuições específicas a respeito da avaliação de programas de de-comissionamento, a identificação de responsabilidades e o estabelecimento de garantias apropriadas. Por fim, o BEIS adiciona entre os objetivos a redução máxima possível da ocorrência de acidentes relacionados às operações *offshore* da indústria de O&G e as consequências respectivas.

Algumas atribuições do BEIS não existem nos agentes governamentais de conotação executiva no modelo institucional brasileiro, como a atribuição de assegurar que o País permaneça na liderança em ciência e tecnologia ou que os suprimentos energéticos sejam limpos, confiáveis e a preços acessíveis. Algumas atribuições do BEIS são exercidas, no Brasil, por outros agentes do governo: a função monitoração das mudanças climáticas no Brasil é atribuição do MMA, as avaliações de programas de Decom são executados pela ANP e os aspectos relacionados à prevenção de acidentes na indústria são atribuições de mais de um órgão governamental (MB, ANP, IBAMA e Ministério do Trabalho e Emprego - MTE).

Por fim, outra diferença entre o modelo regulatório do Reino Unido e o Brasil reside na característica participativa e inclusiva da construção do marco regulatório para abandono de campo submarino. No Reino Unido, em contraposição ao caráter restrito do modelo brasileiro, número expressivo de institutos, departamentos, setores de outras indústrias e partes interessadas são envolvidos ativamente no processo de aprovação e aceite das entregas de um projeto de abandono de campo de petróleo submarino como a SEPA, EPA, SNH, EHS, JNCC, NRW, RSPB, Greenpeace, WWF, WDC, NFFO, SFF, NIFFO, ANIFPO, MCA, GLA, NLB, UKHO e a TH para citar algumas partes interessadas que participam dos processos de abandono de campo na UKCS.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo passa, finalmente, às considerações finais trazendo as principais conclusões a que esta pesquisa chegou.

5.1 LEGISLAÇÃO

A concepção de instituições e regulamentação específica para um determinado setor da economia baseado em um estudo prévio com a análise de forças e fraquezas orientado por uma estratégia estatal de maximização de receitas é o aspecto mais nítido da forma como o arcabouço legal do Reino Unido foi concebido. Essa abordagem moderna e inovadora de regulamentação e construção de instituições entrega ao estado resultados notadamente vantajosos em termos de geração de receita, desenvolvimento econômico e oportunidade de negócios, capazes, portanto, de promover o consequente desenvolvimento social. Agências do governo do Reino Unido reúnem atribuições voltadas para a maximização de resultado dos órgãos reguladores e da indústria. Além disso, incluem objetivos voltados para atração de mão de obra especializada e investem, adicionalmente, na publicação de objetivos que, por demonstrar resultados amplamente favoráveis, constituem-se em aprendizados possíveis de absorção e adaptação para a realidade brasileira de O&G. Em síntese: estratégia.

5.2 OPORTUNIDADE

Traçando um breve retrospecto da indústria de petróleo brasileira: 1858, primeira concessão; 1938, primeira instituição nacional; 1949, primeiro oleoduto; 1950, primeira refinaria; 1953, criação da Petrobras; 1968, primeira descoberta de óleo no mar; nos dias atuais 155 plataformas instaladas e em operação; recorde de produção em águas ultraprofundas; o pré-sal como nova fronteira a ser desbravada e centenas de grandes projetos de O&G em andamento em território nacional. A indústria brasileira de O&G, que um dia já foi pequena e iniciante, hoje é um dos grandes propulsores da economia nacional, por ser capaz de gerar milhares de empregos, desenvolvimento tecnológico em um setor de importância estratégica e projeção internacional de nosso país.

Por outro lado, há a realidade do Reino Unido, com um elevado o nível de atividade de de-comissionamento, cifras bilionárias de investimentos e grau de envolvimento e maturidade do governo, operadores, sociedade e prestadores de serviços dentro do segmento de Decom.

Unindo essas duas realidades, é possível concluir, tendo em vista a presença local dos fatores fundamentais para o desenvolvimento do segmento de abandono de campo de petróleo submarino nacional (demanda, legislação, infraestrutura, especialização), que o país se encontra diante da oportunidade para a mobilização de governos, iniciativa privada e partes interessadas, no sentido de explorar a oportunidade de estabelecer atividade local sustentável de abandono de campo de petróleo submarino, orientado a uma estratégia de geração de divisas, assim como ocorre no Reino Unido. O que um dia já foi pequeno e iniciante, pode vir a se tornar um dos motores da economia. Em síntese: desenvolvimento.

5.3 DESTINAÇÃO FINAL

Observado o contexto histórico da indústria de desmonte de estruturas marítimas, percebe-se a migração dessa atividade de países desenvolvidos para países em desenvolvimento, ao longo das décadas de 1960, 1970 e 1980. A crescente mobilização de pessoas do mundo inteiro em torno da questão ambiental fez surgir regulamentações que obrigam os países geradores de resíduo ao descarte ambientalmente correto, impondo requisitos específicos e controle de trânsito de materiais para esse descarte. Registra-se, ainda, o parque industrial e a infraestrutura instalada no Brasil com utilização parcial em tempos de baixa demanda da indústria naval e de O&G. Entende-se, portanto, que estão presentes as condições para o aproveitamento de uma oportunidade histórica de determinado segmento da economia que é possível aproveitar, bastando para isso, além de pequenas adaptações, da aplicação de uma estratégia bem definida entre estado, empresas e sociedade civil no fomento da indústria de reciclagem de grandes estruturas marítimas e da indústria *offshore* de O&G, para a devida absorção da demanda, tanto nacional quanto internacional. Em síntese: oportunidade.

5.4 ESTRUTURA

Uma importante boa prática que é possível absorver sobre a atuação do governo do Reino Unido quanto ao de-comissionamento de campo de petróleo submarino é a postura estruturada e orientada ao fomento de atividade e desenvolvimento de indústria local, como definido na MER e antes dela no relatório Wood. A demanda de abandono de campo na Bacia de Campos, no médio prazo, é de aproximadamente 17 plataformas fixas com média de idade de 30 anos, os respectivos sistemas submarinos, jaquetas, dutos, poços e acessórios, além de alguns campos de extração de O&G contendo UEPs flutuantes: sem a devida estrutura regulatória e a atuação definida e orientada a um resultado que seja patrocinado pelas agências do governo brasileiro, essas operações de abandono poderão ser organizadas e dirigidas por interesses de entidades internacionais, de acordo com interesses de grupos econômicos e pelos operadores de campo de petróleo. Um aspecto importante a ser notado pelos agentes governamentais e legislativos é a observância estratégica da normatização internacional, com atenção especial para documentos como a CB-92, CHK-09 e a RUE-13 para a indústria de abandono de campo de petróleo, com vistas ao aproveitamento de oportunidades. Por fim, o incentivo governamental ao desenvolvimento de uma cultura orientada à troca de experiências é algo possível de adaptar do modelo do Reino Unido. Programas de abandono, demonstrativos de custos e documentação estruturada sobre casos de abandono disponíveis são uma das formas de incentivo ao fomento de atividade, pois desmitificam, disseminam e enriquecem o conhecimento e a confiabilidade das partes interessadas. Em síntese: ordem.

5.5 MEIO AMBIENTE

Não é possível negar que o respeito ao meio ambiente, as preocupações com mudanças climáticas e com a poluição gerada pelo homem são temas de interesse crescente em quase todos os países, atraindo crescente atenção internacional de instituições, governos e cidadãos, e ganhando fôlego no decorrer das décadas mais recentes. Os temas abandono de campo de petróleo submarino e meio ambiente inter-relacionam-se em vários pontos: alijamento, pesca, remoção, reciclagem, materiais, NORM, reúso, vazamento, corais, detritos e reservatório são apenas algumas das interseções pelas quais abandono e meio ambiente devem caminhar juntos em nome do bem-estar e da conservação da natureza. Quando se verifica o grande número de

instalações de captura de hidrocarbonetos em operação na Bacia de Campos nos dias atuais, pode-se projetar as consequências para o meio ambiente marinho, em função de remoções inadequadas, da ausência ou deficiência de mecanismos que assegurem a correta destinação final de tais estruturas a conduzir a uma situação entre catástrofe e a tensão em termos de conservação do meio ambiente. A política de de-comissionamento de campo de petróleo submarino nacional, a exemplo do modelo britânico, deve ser fundamentada não apenas em estratégias econômicas, sociais, industriais, técnicas e desenvolvimentistas, mas também na proteção do meio ambiente marinho. Em síntese: sustentabilidade.

5.6 LIDERANÇA

O Brasil não enfrenta algumas das restrições que países banhados pelo MN possuem no contexto da obtenção de O&G de campos submarinos, em que a proximidade gera a necessidade de entendimentos comuns para o uso do mar e, ainda, a liberdade limitada para implementação de projetos, por exigir, eventualmente, a cooperação com entidades ultramarinas. O Brasil, por características geográficas intrínsecas, portanto, exerce notável supremacia em termos de extensão do Mar Territorial, por possuir um com dimensões continentais quando comparado ao Reino Unido, acompanhado de reservas colossais de O&G. Essa vantagem estratégica brasileira em termos de extensão territorial e disponibilidade de recursos naturais é chamada de fator A.

O desenvolvimento de uma política estratégica nacional para Decom e o uso do mar com incentivo eficaz à pesquisa e ao desenvolvimento, visando ao avanço tecnológico nacional (em moldes semelhantes aos defendidos pelo BEIS em UK) resultaria em importante força-motriz a impulsionar o Brasil em direção à vanguarda científica e tecnológica, seja global ou localmente. O reposicionamento do Brasil para assumir posição de vanguarda em desenvolvimento tecnológico, enquanto resultante de eventual elaboração e implementação de uma estratégia direcionada ao desenvolvimento de ciência e tecnologia, será o fator B.

Sabe-se, historicamente, de que o mundo está em constante mudança (nas últimas décadas o adjetivo “acelerado” em vez de “constante” seria mais adequado precedendo a palavra “mudança”), o que nos leva à premissa moderna de que estratégias devem ser elaboradas levando-se em conta o *zeitgeist* e os possíveis cenários futuros. Entendimentos, prioridades, agenda e interesses de hoje podem mudar amanhã. A análise das tendências modernas em abandono de campo submarino, por meio da disseminação da cultura de estudo

estruturado e metodológico de soluções, deve auxiliar a tomada de decisão de governos, operadores e partes interessadas. Possuir estratégia é fundamental tanto em termos econômicos quanto em se tratando de relações exteriores, especificamente, na liderança do Atlântico Sul na era atual. Chama-se, pois, o eventual desenvolvimento de uma estratégia de liderança em abandono de campo no Atlântico Sul de fator C.

Os países tecnologicamente desenvolvidos e economicamente fortes impõem interesses aos demais e alcançam os mais altos padrões de bem-estar social para seus cidadãos: sem nos aprofundarmos em questões avançadas de geopolítica é plausível admitir, modernamente, a correlação direta entre poder econômico e desenvolvimento tecnológico, que pode ser alcançado, entre outros fatores, por meio de pesquisa, desenvolvimento, incentivo a indústria, fomento da pesquisa e políticas públicas. Observando, de um lado, a forma como o segmento de Decom no Reino Unido foi estruturado, organizado, orientado à resultado e concebido de forma orquestrada por uma estratégia nacional, e, de outro lado, a incipiente oportunidade de desenvolvimento da mesma indústria no Brasil, é possível propor o aproveitamento das oportunidades de desenvolvimento desta indústria de Decom como agente decisivo para contribuir, guardadas as proporções em relação ao todo, no desenvolvimento da economia brasileira em direção ao patamar dos países mais desenvolvidos. Vamos chamar o estado de desenvolvimento tecnológico e econômico de uma nação de fator D.

Em uma contabilidade despreziosa, consciente de que muitos outros fatores estão ausentes, e elaborados estudos em ciências políticas devem ser levados em consideração para que seja possível alcançar uma fórmula realista, ousamos propor que $A + B + C$ possa auxiliar a direcionar a economia brasileira para D. Em síntese: progresso.

Finalizando nossas considerações podemos inferir que o emprego de uma estratégia de estado orientada tanto à resultados quanto ao aproveitamento de oportunidades, suportando o consequente desenvolvimento do bem estar social, da ciência e tecnologia, capaz de assegurar a sustentabilidade ambiental e econômica, constitui a principal lição que podemos depreender da experiência do Reino Unido, no segmento de abandono de campo de petróleo submarino. Ambicionamos, humildemente, que a eventual aplicação sistemática de fundamentos similares possa fazer, ao fim e ao cabo, vicejar as duas mais impescindíveis necessidades de nossa nação.

A Ordem e o Progresso.

REFERÊNCIAS

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Portaria ANP nº 25, de 6 de março de 2002. Regulamento de Abandono de Poços Perfurados com Vistas a Exploração ou Produção de Petróleo e/ou Gás.** Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/portarias-anp/tecnicas/2002/marco&item=panp-25--2002>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

_____. **Resolução nº 27, de 18 de outubro de 2006. Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção.** Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2006/outubro&item=ranp-27--2006>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

_____. **Resolução nº 25, de 24 de abril de 2014. Regulamento Técnico para Devolução de Áreas na Fase de Exploração.** Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2014/abril&item=ranp-25--2014>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

_____. **Bacia de Campos - 13ª Rodada. Licitações de Petróleo e Gás.** Rio de Janeiro, 2015a. Disponível em: <<https://pt.slideshare.net/ANPgovbr/bacia-de-campos-51511845>>. Acesso em: 4 ago. 2017.

_____. **Sumário das bacias sedimentares.** Rio de Janeiro, 2015b. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_oferecidas_r13/Roteiro_Sumarios_das_Bacias_R13_v06052015_revisado.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2017.

_____. **Rodada de Licitações.** Rio de Janeiro, 2017a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/rodadas-de-licitacoes>>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **Sumários Executivos dos Planos de desenvolvimento.** Rio de Janeiro, 2017b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>>. Acesso em: 26 set. 2017.

_____. **Boletim da produção de petróleo e gás natural.** Rio de Janeiro, 2017c. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

_____. **Mapa.** Rio de Janeiro, 2017d. Disponível em: <<http://webmaps.anp.gov.br/mapas/Lists/DSPAppPages/MapasBrasil.aspx>>. Acesso em: 18 set. 2017.

_____. **Boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural 2016.** Rio de Janeiro, 2017e. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim_Reservas_2016.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2017.

_____. **Dados de E&P - Plataformas em operação.** Rio de Janeiro, 2017f. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acesso em: 2 ago. 2017.

ALMEIDA, F. F. M.; RIBEIRO, A. C. O. **A terra em transformação**. In: OLIVEIRA, A. M. S.; BRITO, S. N. A. (Eds.). Geologia de engenharia. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia - ABGE, 1998.

ARUP. **Oil and Gas Decommissioning from the UK's North Sea to the Brazilian Atlantic: description of regulatory regime**. Edinburgh, 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Seguranca_Operacional/Descomissionamento/Relatorio_1-Description_of_the_Regulatory_Regime_Final.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2017.

BAI, Yong; BAI, Qiang. **Subsea engineering handbook**. Oxford, 2012. UK: Gulf Professional Publishing.

BARBOSA, André L. **Desmobilização de Equipamentos Submarinos**. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <jimebraga@bol.com.br> em 13 mar. 2017.

BP GLOBAL. **First oil – 1901-1908**. United Kingdom, 2017. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/who-we-are/our-history/first-oil.html>>. Acesso em: 09 set. 2017.

BRASIL. **Lei nº 6.938 de 31 de agosto de 1981. Política Nacional do Meio Ambiente**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/leis/L6938.htm>. Acesso em: 07 out. 2017.

_____. **Decreto Nº 99274/1990 - Regulamenta [...] a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 – [...] Política Nacional do Meio Ambiente**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=328>>. Acesso em: 07 de out. 2017.

_____. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Política Energética Nacional**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em: 05 out. 2017.

_____. **Portaria MMA nº 422, de 26 de outubro de 2011. Licenciamento ambiental [...] exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho [...]**. Disponível em: <<http://www.mpf.mp.br/atuacao-tematica/ccr6/documentos-e-publicacoes/legislacao/legislacao-docs/licenciamento/portaria-422-de-26-de-outubro-de-2011/view>>. Acesso em: 03 out. 2017.

BRASIL ESCOLA. **Petróleo**. 2017. Disponível em: <<http://monografias.brasilecola.uol.com.br/quimica/petroleo.htm>>. Acesso em: 7 set. 2017.

CAPRACE, Jean Davi. **Panorama do de-comissionamento de estruturas offshore**. Rio de Janeiro, 2017. COPPE, UFRJ. Disponível em: <<https://drive.google.com/drive/folders/0BwlfGm7AYy5hTV8tRUxIOGdfSjA>>. Acesso em: 04 de set. 2017.

CHAMBRIARD, Magda. **Os desafios do Brasil na próxima década**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/2904-os-desafios-do-brasil-na-proxima-decada>>. Acesso em: 01 out. 2017.

_____. **Opportunities in Brazil go far beyond the pre-salt**. Huston, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/2445-opportunities-in-brazil-go-far-beyond-the-pre-salt>>. Acesso em: 01 out. 2017.

CONAMA - CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. **Resolução nº 23, de 7 de dezembro de 1994. Licenciamento [...] exploração [...] de combustíveis líquidos e gás.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>>. Acesso em: 03 out. 2017.

_____. **Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997. Procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>>. Acesso em: 03 out. 2017.

_____. **Resolução nº 350, de 6 de julho de 2004. Aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=451>>. Acesso em: 03 out. 2017.

_____. **O que é o CONAMA.** 2017. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/>>. Acesso em: 05 ago. 2017.

DANISH EPA - ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Shipbreaking in OECD.** Denmark, 2003. Disponível em: <<https://www2.mst.dk/udgiv/publications/2003/87-7972-588-0/pdf/87-7972-589-9.pdf>>. Acesso em: 3 mar. 2017.

DOURADO, José Diamantino de Almeida. **Risco e oportunidades na exploração do petróleo no Brasil e Atlântico Sul.** Rio de Janeiro, 2007. Tese (Doutorado em Geologia) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://livros01.livrosgratis.com.br/cp058178.pdf>>. Acesso em 03 de abr. 2017.

E-SIC - SISTEMA ELETRÔNICO DO SERVIÇO DE INFORMAÇÃO AO CIDADÃO. **Acesso à Informação.** 2017. Disponível em: <https://esic.cgu.gov.br/sistema/site/aceso_info.html>. Acesso em: 5 nov. 2017.

ENERGIAS RENOVÁVEIS BRASIL. **Energia das ondas ou Ondomotriz.** 2017. Disponível em: <<https://energiasrenovaveisbrazil.wordpress.com/2017/04/09/energia-das-ondas-ou-ondomotriz/>>. Acesso em: 7 nov. 2017.

ENGPROJNEWS. **Tipos de Recuperação de Petróleo.** 2013. Disponível em: <<http://engprojnews.blogspot.com/2013/10/tipos-de-recuperacao-de-petroleo-eor.html>>. Acesso em: 09 set. 2017.

ESSON, Roger. **What we can do now for future decommissioning.** 2016. Disponível em: <<http://www.offshoreenergytoday.com/what-we-can-do-now-for-future-decommissioning/>>. Acesso em: 29 set. 2016.

EUR-LEX. **Directive 2013/30 - Requirements for preventing accidents in offshore O&G.** Strasbourg, 2013a. Disponível em: <https://euoag.jrc.ec.europa.eu/files/attachments/osd_final_eu_directive_2013_30_eu1.pdf>. Acesso em: 20 out. 2017

_____. **Regulamento 1257/2013 - Relativo à reciclagem de navios.** Strasbourg, 2013b. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1257&from=PT>>. Acesso em: 19 out. 2017.

FERREIRA, Vagner Gonçalves. **Levantamentos gravimétricos.** Curitiba, PR: UFPR, 2007.

FIGUEIREDO, Aurélio. **Método sísmico na exploração de petróleo**. Rio de Janeiro, 2007. PUC. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=11341@1&msg=28#>. Acesso em: 8 set. 2017.

FISHSAFE. **Subsea Template and Manifold**. 2017. Disponível em: <<http://www.fishsafe.eu/en/offshore-structures/subsea-structures/subsea-templates-manifolds.aspx>>. Acesso em: 06 set. 2017.

FLAUZINO, Alexandre J.; PERUGINI, Maria G. **Apostila de química 3 - CEESVO**. Votorantin, 2007. Disponível em: <<https://jucienebertoldo.files.wordpress.com/2014/02/qc3admica3.pdf>>. Acesso em: 05 jul. 2017.

FORTE, A. D. M. **Legal aspects of decommissioning of offshore structures**. New York, 1998. Springer International Publishing AG.

FOWLER, A. M. et al. **A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure**. Sydney, 2014. University of Technology.

GASNET. **Gás natural: terminologia**. 2013. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/gasnatural/terminologias.asp>>. Acesso em: 27 nov. 2017.

GESTÃO COSTEIRA INTEGRADA. **Glossário**. 2007. Disponível em: <<http://www.aprh.pt/rgci/glossario/praias.html>>. Acesso em: 06 set. 2017.

GREENPEACE. **Shell reverses decision to dump the Brent Spar**. United Kingdom, 1996. Disponível em: <<https://www.greenpeace.org/archive-international/en/about/history/the-brent-spar/>>. Acesso em: 29 out. 2017.

GOMBATA, Marsiléia. **Partilha ou Concessão?**. 2015. Disponível em: <<https://www.cartacapital.com.br/especiais/infraestrutura/partilha-ou-concessao-entenda-as-diferencas-entre-os-modelos-de-producao-7119.html>>. Acesso em: 19 out. 2017.

GOV.UK. **Oil and gas onshore maps and GIS shapefiles**. United Kingdom, 2016. Disponível em: <www.gov.uk/oil-and-gas-onshore-maps-and-gis-shapefiles>. Acesso em: 9 set. 2017.

HSE - HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE. **The Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc) Regulations 2015**. United Kingdom, 2015. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/pubns/books/l154.htm>>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Offshore statistics & regulatory activity**. United Kingdom, 2015. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/offshore/statistics/hsr2015.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2017.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Histórico**. 2017a. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/institucional/sobre-o-ibama>>. Acesso em: 22 out. 2017.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil market report**. 2017a. Disponível em: <<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>>. Acesso em: 10 set. 2017.

_____. **Global energy investment fell.** 2017b. Disponível em: <<https://www.iea.org/newsroom/news/2017/july/global-energy-investment-fell-for-a-second-year-in-2016-as-oil-and-gas-spending-c.html>>. Acesso em: 11 set. 2017.

IMO - INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. **Convention on the prevention of marine pollution by dumping of wastes and other matter.** United Kingdom, 1972.

Disponível em:

<<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/Documents/LC1972.pdf>>. Acesso em: 24 nov. 2017.

_____. **Resolution A.672(16) - Guidelines and standards for the removal of offshore installations.** United Kingdom, 1989. Disponível em: <<https://cil.nus.edu.sg/wp-content/uploads/formidable/18/1989-Guidelines-and-Standards-for-the-Removal-of-Offshore-Installations-and-Structures-on-the-Continental-Shelf-and-in-the-Exclusive-Economic-Zone.pdf>>. Acesso em: 20 nov. 2017.

_____. **Protocol to the convention on the prevention of marine pollution by dumping of wastes and other matter.** United Kingdom, 1996. Disponível em:

<<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/Documents/PROTOCOLAmended2006.pdf>>. Acesso em: 25 nov. 2017.

_____. **History.** 2017a. Disponível em: <<http://www.imo.org>>. Acesso em: 06 out. 2017.

_____. **Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter.** 2017b. Disponível em:

<<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 11 set. 2017.

_____. **Reporting Requirements.** 2017c. Disponível em:

<<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/Reporting/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **Recycling of ships. The development of the Hong Kong convention.** 2017d.

Disponível em:

<<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/ShipRecycling/Pages/Default.aspx>>. Acesso em: 11 set. 2017.

_____. **O de-comissionamento de empreendimentos offshore de produção de hidrocarbonetos.** 2017b. Rio de Janeiro. 2016. Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/palestra/3127-workshop-sobre-desativacao-de-instalacoes-maritimas>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

IVICO - INTERNATIONAL VIRTUAL INSTITUTES CORP. **Manifold.** 2013. Disponível em: <<http://www.ivico.co/1394/01//>>>. Acesso em: 07 set. 2017.

LEÔNICIO, Rhanna. **Bacias sedimentares.** 2016. Disponível em:

<<https://descomplica.com.br/blog/geografia/resumo-relevo-bacias-sedimentares/>>. Acesso em: 05 out. 2017.

LOURENÇO, Marcelo I. **Estudo de caso: Campo de Brent: Shell.** (Apresentação em Powerpoint utilizada como material didático). Rio de Janeiro, 2017. COPPE, UFRJ.

LUCZYNSKI, Estanislau. **Os condicionantes para o abandono de plataformas offshore após o encerramento da produção**. São Paulo, 2002. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo (USP).

MACHADO, Ana Claudia Bastian. **O Petróleo e a Camada pre-sal**. 2010. Disponível em: <<http://portaldoprofessor.mec.gov.br/fichaTecnicaAula.html?aula=24761>>. Acesso em: 03 mar. 2017.

MARIN, Claudio. **Curso de Metodologia**. Rio de Janeiro, 2016. EGN [Notas de aula].

MEENAN, P A. **Technical aspects of decommissioning offshore**. London, 1998. Verlag.

MIRASOLA, Christopher. **What Makes an Island? Land Reclamation and The South China Sea Arbitration**. China, 2015. Asia Maritima Transparency Initiative – AMTI. Disponível em: <<https://amti.csis.org/what-makes-an-island-land-reclamation-and-the-south-china-sea-arbitration/>>. Acesso em: 11 set. 2017.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **CNPE**. 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>>. Acesso em: 16 set. 2017.

MORE, Rodrigo F. **Regime jurídico do mar: a regulação das águas e da plataforma continental do Brasil**. Rio de Janeiro, 2013. EGN. v. 19, n. 1, p. 79-109.

MONTEZ, Edson; ANDRADE, Rosana R. **De-comissionamento da Bacia de Campos**. Rio de Janeiro, 22 ago. 2017. Entrevista concedida ao autor.

NOGUEIRA, Pedro. **Recursos energéticos**. Portugal, 2016. Universidade de Évora.

NPD - NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. **Improved recovery**. Oslo, 2009. Disponível em: <<http://www.npd.no/en/Topics/Improved-Recovery/Temaartikler/Why-do-we-not-recover-100-per-cent-of-the-oil/>>. Acesso em: 28 jan. 2017.

OFFSHOREWIND.BIZ. 2017. **Ger. Eólica**. Disponível em: <<http://www.offshorewind.biz/>>. Acesso em: 28 jan. 2017.

OFF THE BEACH. **Spike in the number of decommissioned vessels related to the oil and gas industry**. 2016. Disponível em: <<http://www.offthebeach.org/wordpress/spike-in-number-of-decommissioned-oil-and-gas-industrys-vessels/>>. Acesso em: 3 mai. 2016.

OGA - OIL & GAS AUTHORITY. **Call to action: the oil and gas authority commission**. United Kingdom, 2015. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/421367/Call_to_action_OGA_Commission_2015.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Our History**. United Kingdom, 2016a. Disponível em: <<https://www.ogauthority.co.uk/about-us/what-we-do/our-history/>>. Acesso em: 9 set. 2017.

_____. **UK oil and gas reserves and resources**. United Kingdom, 2016b. Disponível em: <<https://www.ogauthority.co.uk/news-publications/publications/2017/uk-oil-and-gas-reserves-and-resources-as-at-end-2016/>>. Acesso em: 26 nov. 2017.

_____. **OGA corporate plan 2016-2021**. United Kingdom, 2016c. Disponível em: <https://www.ogauthority.co.uk/media/1019/oga_corporate_plan_march_17th.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Decommissioning strategy**. United Kingdom, 2016d. Disponível em: <https://www.ogauthority.co.uk/media/1020/oga_decomm_strategy.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Decommissioning delivery programme**. United Kingdom, 2016e. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/555345/Decommissioning_Delivery_Programme.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Interactive maps and tools**. United Kingdom, 2017a. Disponível em: <<https://www.ogauthority.co.uk/data-centre/interactive-maps-and-tools/>>. Acesso em: 27 nov. 2017.

_____. **Southern north sea tight gas: strategy**. United Kingdom, 2017b. Disponível em: <<https://www.ogauthority.co.uk/media/3770/oil-gas-southern-north-sea-tight-gas-strategy.pdf>>. Acesso em: 26 nov. 2017.

_____. **UKCS decommissioning cost estimate report**. United Kingdom, 2017c. Disponível em: <<https://www.ogauthority.co.uk/media/4742/ukcs-decommissioning-cost-report-v2.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Decommissioning**. United Kingdom, 2017d. Disponível em: <<https://www.ogauthority.co.uk/decommissioning/>>. Acesso em: 3 dez. 2017.

OGPAR - ÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A. **Aprendizados e desafios das etapas do descomissionamento do campo de tubarão azul**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/3127-workshop-sobre-desativacao-de-instalacoes-maritimas>>. Acesso em: 03 set. 2017.

OIL & GAS JOURNAL. **Shell picks re-use option for Brent Spar**. 2017. Disponível em: <<http://www.ogj.com/articles/print/volume-96/issue-6/in-this-issue/drilling/shell-picks-re-use-option-for-brent-spar.html>>. Acesso em: 27 out. 2017.

OIL & GAS UK. **Activity Survey 2015**. United Kingdom, 2015. Disponível em: <<http://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2015/07/EC044.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Norwegian continental shelf decom insight 2016**. United Kingdom, 2016. Disponível em: <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2016/02/Norwegian-Continental-Shelf-Decommissioning-Report-2016.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Decommissioning insight report**. United Kingdom, 2017. Disponível em: <<https://oilandgasuk.co.uk/product/decommissioning-insight-2017/>>. Acesso em: 29 out. 2017.

OSPAR COMMISSION. **The convention for the protection of marine environment in the north-east atlantic**. London, 1992. Disponível em: <<https://www.ospar.org/convention/text>>. Acesso em: 04 set. 2017.

_____. **Inventory of Offshore Installations**. United Kingdom, 2015. Disponível em: <https://odims.ospar.org/layers/geonode:ospar_offshore_installations_2015_01>. Acesso em: 04 set. 2017.

PEDROLO, Caroline. **Hidrocarbonetos**. Santa Maria, 2014. Disponível em: <<http://www.infoescola.com/quimica-organica/hidrocarbonetos>>. Acesso em: 02 mar. 2017.

PEREIRA, Newton N. **Panorama do desmonte de navios**. (Apresentação em Powerpoint utilizada como material didático e notas de aula). Rio de Janeiro, 2017. UFF.

PETERSOHN, Eliane. **Potencial petrolífero e perspectivas exploratórias no Brasil**. 2014. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/2906-potencial-petrolifero-e-perspectivas-exploratorias-no-brasil>>. Acesso em: 04 set. 2017.

PETROBRAS. **Volumes excedentes da Cessão Onerosa**. Fatos e Dados. Rio de Janeiro, 24 jun. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>>. Acesso em: 07 de set. 2017.

_____. **Programa de desativação de instalações na fase de produção**: campo de produção de Cação. Contrato ANP nº 48000.003735/97-91: versão A. Espírito Santo, 2015.

_____. **De-comissionamento de sistemas offshore de produção de óleo e gás**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/3127-workshop-sobre-desativacao-de-instalacoes-maritimas>>. Acesso em: 06 set. 2017.

_____. **Refinaria Landulpho Alves (RLAM)**. 2017a. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-landulpho-alves-rlam.htm>>. Acesso em: 09 set. 2017.

_____. **Bacia de Campos**. 2017b. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-campos.htm>>. Acesso em: 09 set. 2017.

_____. **Bacias**. 2017c. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/>>. Acesso em: 06 set. 2017.

_____. **Trajatória**. 2017d. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/trajetoria/>>. Acesso em: 20 out. 2017.

_____. **Marco regulatório**. 2017e. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/>>. Acesso em: 02 nov. 2017.

_____. **Protocolo SIC Petrobras Nº 05032/2017**. 2017f [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <jimebraga@bol.com.br> em 03 out. 2017.

PETROGASNEWS. **Jaqueta**. 2017. Disponível em: <www.petrogasnews.wordpress.com/>. Acesso em: 10 out. 2017.

PETROLEUM GEOLOGY SITE. **Typical oil reservoir**. 2012. Disponível em: <<http://www.geomore.com/sedimentary-rocks/sedimentary-rocks-typical-oil-reservoir2/>>. Acesso em: 11 set. 2017.

PINTO, A. C. C.; NAVEIRO, J. T. **Inovações tecnológicas para o pré-sal e seus desdobramentos para a indústria**. 2009. Disponível em: <<https://pt.slideshare.net/guest36230bc/inovacoes-tecnologicas-para-o-pre-sal>>. Acesso em: 10 out. 2017.

PMBOK - **A guide to the Project Management Body of Knowledge**. 5.ed. Philadelphia, 2013. Project Management Institute.

POOLE, Kelley. **Cameron s Subsea Production Philosophy**. 2017. Disponível em: <http://hobbydocbox.com/Art_and_Technology/66974759-Offshore-systems-cameron-s-subsea-production-philosophy.html>. Acesso em: 3 mar. 2017.

PRADO, D. D. **Desmobilização de dutos em sistemas marítimos de produção de petróleo**. Rio de Janeiro, 2015. COPPE, UFRJ.

POWER TECHNOLOGY. **Bokrund Riffgrund 1 Offshore Wind Farm**. 2013. Disponível em: <<http://www.power-technology.com/projects/borkum-riffgrund-1-offshore-wind-farm/>>. Acesso em: 03 mar. 2017.

REM EILAND. **History**. Amsterdã, 2017. Disponível em: <<https://www.remeiland.com/en/history/>>. Acesso em: 15 out. 2017.

RIGZONE. **Como funciona a sísmica marinha?** 2017. Disponível em: <https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=303&c_id>. Acesso em: 15 out. 2017.

ROYAL IHC. **Lifting**. 2017. Disponível em: <<https://www.royalihc.com>>. Acesso em: 15 out. 2017.

SDS - STAFFORD DESIGN SERVICE. **Wellhead**. Disponível em: <<http://www.stafford-design.com>>. Acesso em: 07 set. 2017.

SHELL U K. **Indefatigable field platforms and pipelines decommissioning programmes**. United Kingdom, 2007. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/43411/inde-dp__1_.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2017.

_____. **INDE decommissioning programme close out report**. United Kingdom, 2014. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/362848/Inde_Close_Out_Report.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2017.

_____. **Brent field decommissioning programmes**. United Kingdom, 2017. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/590212/Brent_Field_DP.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2017.

SIGNIFICADOS. **Zeitgeist**. 2013. Disponível em: <<https://www.significados.com.br/zeitgeist/>>. Acesso em: 12 set. 2017.

SOUSA, Rainer Gonçalves. **História do Petróleo no Brasil**. 2016. Disponível em: <<http://brasilecola.uol.com.br/brasil/historia-do-petroleo-no-brasil.htm>>. Acesso em: 05 jul. 2016.

TIMILSINA, Govinda R. Biofuels in the long-run global energy supply mix for transportation. **The Royal Society Publishing**, 2013. Disponível em: <<http://rsta.royalsocietypublishing.org/content/roypta/372/2006/20120323.full.pdf>>. Acesso em: 3 de mar. de 2017.

TREVES, Tullio. **1958 Geneva conventions on the law of the sea**. United Nations, Audiovisual Library of International Law, 2008. Disponível em: <http://legal.un.org/avl/pdf/ha/gclos/gclos_e.pdf>. Acesso em: 11 set. 2017.

UFC - UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. **Curso de Engenharia de Petróleo: Completação**. 2017 Disponível em: <http://www.petroleo.ufc.br/index.php?option=com_content&task=view&id=391&Itemid=56>. Acesso em: 7 set. 2017.

UNITED KINGDOM. **Petroleum act**, 1998. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/pdfs/ukpga_19980017_en.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **The offshore petroleum production and pipe-lines**: assessment of environmental effects: regulations, 1999. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/uksi/1999/360/pdfs/uksi_19990360_en.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **The offshore petroleum activities**: conservation of habitats: amendment: regulations, 2007. 2007. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/uksi/2007/77/pdfs/uksi_20070077_en.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Energy act**. 2008. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Infrastructure act**, 2015. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

UN - UNITED NATIONS. **CHS - Convention of high seas**. Genebra, 1958a. Disponível em: <https://www.gc.noaa.gov/documents/8_1_1958_high_seas.pdf>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **CCS - Convention on Continental Shelf**. Genebra, 1958b. Disponível em: <https://www.gc.noaa.gov/documents/8_1_1958_continental_shelf.pdf>. Acesso em 22 set. 2017.

_____. **CTS - Convention on Territorial Seas and the Contiguous Zone**. Genebra, 1958c. Disponível em: <https://www.gc.noaa.gov/documents/8_1_1958_territorial_sea.pdf>. Acesso em: 23 set. 2017.

_____. **CFCLR - Convention on Fishing and Conservation of the Living Resources of the High Seas**. Genebra, 1958d. Disponível em: <https://www.gc.noaa.gov/documents/8_1_1958_fishing.pdf>. Acesso em: 24 set. 2017.

_____. **CSD - Compulsory Settlement of Disputes**. Genebra, 1958e. Disponível em: <http://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8_1_1958_optional_protocol.pdf>. Acesso em: 23 set. 2017.

_____. **United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS)**. Montego Bay, 1982. Disponível em: <http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf>. Acesso em: 20 set. 2017.

UNEP - UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **Basel convention**. Basel, 1992. Disponível em: <<https://www.basel.int/Portals/4/Basel%20Convention/docs/text/BaselConventionText-e.pdf>>. Acesso em: 7 set. 2017.

_____. **Regional seas programmes**. 2017. Disponível em: <<https://www.unenvironment.org/explore-topics/oceans-seas/what-we-do/working-regional-seas/why-does-working-regional-seas-matter>>. Acesso em: 11 set. 2017.

UNIVERSITY OF ABERDEEN. **History of UK North Sea Oil & Gas industry**. 2006. Disponível em: <<https://www.abdn.ac.uk/oillives/about/nsoghist.shtml>>. Acesso em: 9 de setembro de 2017.

VASQUES, Reinado. **Procedimento de Docagem**. 2016. Projeto de Graduação (Engenharia Naval e Oceânica) - Escola Politécnica, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://construcaoereparacaonaval.files.wordpress.com/2017/07/procedimento-de-docagem.pdf>>. Acesso em 12 out. 2017.

WIEGAND, Sandra Milena. **An analysis to the main economic drivers for offshore wells abandonment and facilities decommissioning**. Thesis (Master of Engineering Science) - The University of Texas. Austin, 2011. Disponível em: <<https://repositories.lib.utexas.edu/bitstream/handle/2152/ETD-UT-2011-08-3807/WIEGAND-THESIS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 15 out. 2017.

WOOD, Sir Ian. **UKCS maximizing recovery review**. London, 2014. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/471452/UKCS_Maximising_Recovery_Review_FINAL_72pp_locked.pdf>. Acesso em: 20 out. 2017.

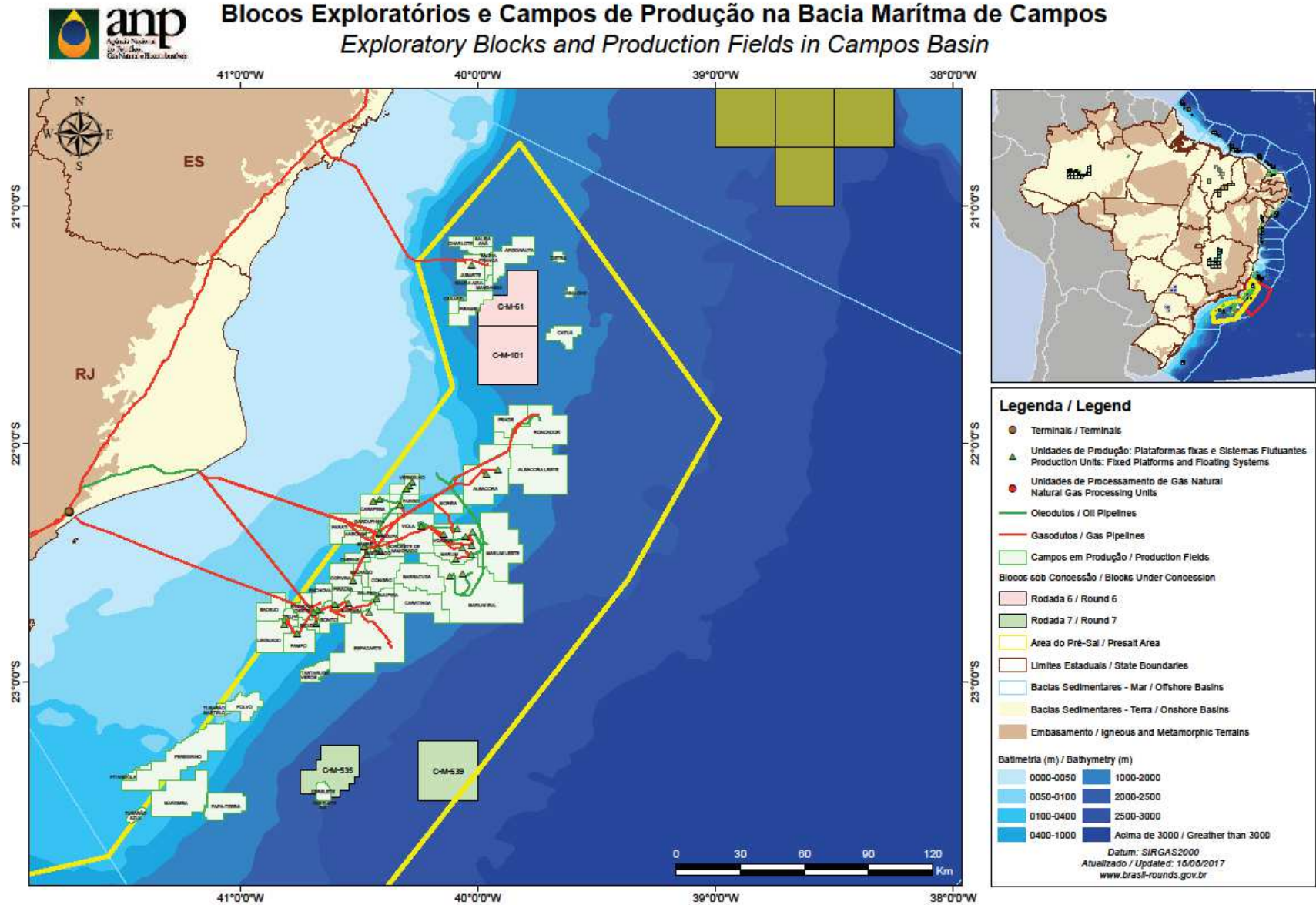
WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Naturally-Occurring Radioactive Materials (NORM)**. 2016. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/radiation-and-health/naturally-occurring-radioactive-materials-norm.aspx>>. Acesso em: 25 nov. 2017.

YERGIN, Daniel. **The prize**. London, 1991. Simon & Schuster.

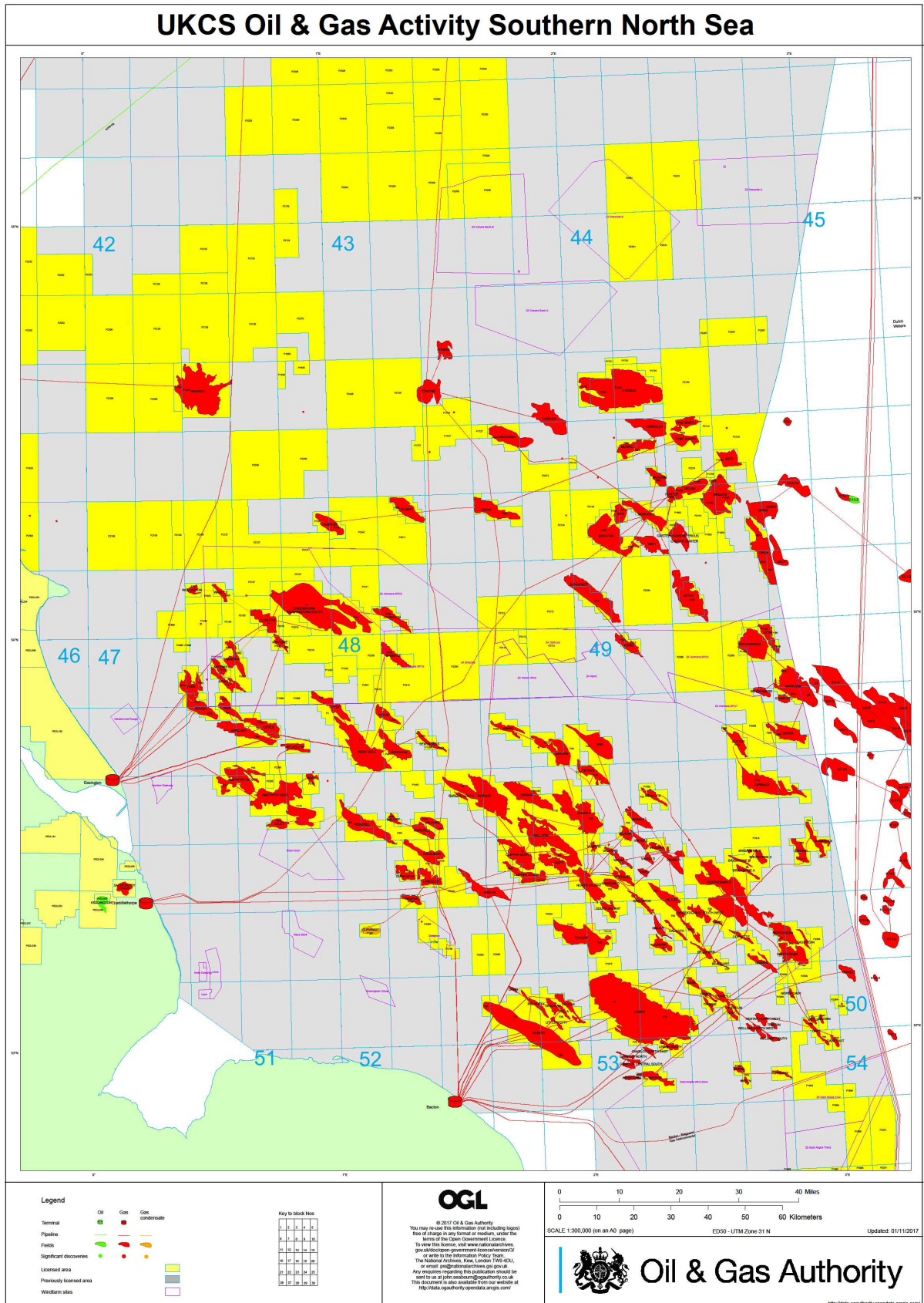
2B1 ST CONSULTING. **Topsides**. 2017. Disponível em: <<https://www.2b1stconsulting.com/topsides>>. Acesso em: 20 out. 2017.

ANEXOS

ANEXO A – MAPA BACIA DE CAMPOS



ANEXO B – MAPA SOUTH NORTH SEA BASIN



ANEXO C – LAI – SOLICITAÇÃO DE DOCUMENTOS BACIA DE CAMPOS (BC)

Dados do Pedido

Protocolo	48700000441201705
Solicitante	Jime Braga
Data de Abertura	31/01/2017 15:57
Orgão Superior Destinatário	MME – Ministério de Minas e Energia
Orgão Vinculado Destinatário	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Prazo de Atendimento	02/03/2017
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Parcialmente Concedido (Parte da informação é sigilosa de acordo com legislação específica)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Documentação sobre descomissionamento de campos de Petróleo Submarinos da Bacia de Campos
Detalhamento	<p>Sou pesquisador do Programa de Pós Graduação em Estudos Marítimos da Escola de Guerra Naval - PPGEM - EGN, na Urca, Rio de Janeiro / RJ. Minha pesquisa é sobre a desmobilização de campos de Petróleo Submarinos.</p> <p>Para conclusão da pesquisa preciso de documentação referente à fase de desmobilização de campos de Petróleo submarino na bacia de campos. Exemplos desta documentação, mas não limitando-se aos documentos citados, estão abaixo, toda referente à campos de petróleo submarino desmobilizados ou em processo de desmobilização.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 - Lista de campos desmobilizados na Bacia de Campos. 2 - Notificação de Devolução ou Relatório Técnico de Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Exploração, conforme Art. 2º da Portaria ANP nº 114 de 25/07/2001, DOU 08/08/2001. 3 - Relatório Técnico de Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Exploração, conforme Art. 1º da Resolução ANP nº 13 de 23/02/2011, DOU 24/02/2011. 4 - Relatório Técnico de Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Exploração, conforme Art. 1º da Resolução ANP nº 25 de 24/02/2014, DOU 25/02/2014. 5 - Planos de desenvolvimento de campos descomissionados na bacia de Campos, como por exemplo o Plano de Desenvolvimento aprovado na reunião de diretoria nº 468 de 19/03/2008, citado aqui como exemplo. <p>Para efeito desta solicitação descomissionamento, desmobilização, desmantelamento, abandono tem o mesmo significado, que é basicamente retorno das áreas de concessão às condições originais do meio ambiente após a campanha de extração de recursos naturais.</p> <p>Desde já obrigado.</p> <p>Em anexo o pre-projeto para referência. O campo de petróleo cujo descomissionamento será pesquisado não será o de Don João Mar, e sim algum da Bacia de Campos.</p>

Dados da Resposta

Data de Resposta	22/02/2017 09:57
Tipo de Resposta	Acesso Parcialmente Concedido
Classificação do Tipo de Resposta	Parte da informação é sigilosa de acordo com legislação específica
Resposta	<p>Prezado senhor, em atendimento a sua solicitação , informamos que até o presente, temos os seguintes campos devolvidos na bacia de Campos: Carapicu, Carataí, Tubarão Tigre, Tubarão Areia, Tubarão Gato e Rêmora. Entretanto, nenhum desses campos chegou a iniciar a produção, não possuindo equipamentos subsea a serem desmobilizados.</p> <p>Registramos também que, em alguns campos na mencionada bacia, houve retirada de plataformas, por exemplo:</p> <p>a) FPSO Espadarte (2011) - Campo de Espadarte; b) P-27 (2014) - Campo de Voador; c) FPSO Brasil (2014) - Campo de Roncador; d) FPSO Marlim Sul (2015) - Campo de Marlim Sul; e) FPSO JK (2012), também conhecida como P-34 – Parque das Baleias, área de Jubarte; f) FPSO Seillean (2009/2010) - Parque das Baleias, área de Cachalote.</p> <p>Adicionalmente, outros projetos encontram-se em análise na ANP: P-07 do Campo de Bicudo, P-12 dos Campos de Badejo, Linguado e Trilha e P-15 do Campo de Piraúna.</p> <p>Em relação aos documentos solicitados, conforme definido nos Contratos de Concessão, a ANP se compromete a não divulgar quaisquer dados e informações obtidos de resultados das Operações. Esses dados podem representar vantagem competitiva a outros agentes econômicos, estando sujeitos a confidencialidade, consoante com o § 2º do artigo 5º do Decreto nº 7.724/2012, que regulamentou a Lei 12.527/2011.</p> <p>Atenciosamente, Serviço de Informações ao Cidadão - SIC/ANP.</p>
Responsável pela Resposta	Superintendencia de Desenvolvimento e Produção - SDP
Destinatário do Recurso de Primeira Instância:	Assessoria da Diretoria 2 - DIR 2
Prazo Limite para Recurso	06/03/2017

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido	Ciência, Informação e Comunicação
Subcategoria do Pedido	Informação - Gestão, preservação e acesso
Número de Perguntas	1

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
31/01/2017 15:57	Pedido Registrado para o Órgão ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	SOLICITANTE
20/02/2017 17:38	Pedido Prorrogado	MME – Ministério de Minas e Energia/ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
22/02/2017 09:57	Pedido Respondido	MME – Ministério de Minas e Energia/ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
04/03/2017 19:33	Recurso de 1a. instância registrado	SOLICITANTE
13/03/2017 13:35	Recurso de 1a. instância respondido	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Dados do Recurso de 1ª Instância

Órgão Superior Destinatário	MME – Ministério de Minas e Energia
Órgão Vinculado Destinatário	ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Data de Abertura	04/03/2017 19:33
Prazo de Atendimento	13/03/2017
Tipo de Recurso	Justificativa para o sigilo insatisfatória/não informada

Justificativa

Enquanto a solicitação de documentos foi bastante específica, a justificativa foi muito genérica, quase como se o fornecedor da informação, no caso a Assessoria da Diretoria 2 - DIR 2 - não quisesse fornecer as informações. Notar novamente as informações solicitadas, desta vez com comentários.

1 - Lista de campos desmobilizados na Bacia de Campos - Aqui basta a lista de campos que já foram descomissionados conforme a Portaria ANP 114 de 25.07.2001- Devolução áreas de concessão ou mesmo a Resolução 25 da ANP de 24.04.2014 - Regulamento técnico para devolução de áreas de exploração: nestas duas normativas da ANP estão delimitados tanto os critérios quanto os documentos que devem ser gerados quando da fase de desmobilização de campos de petróleo.

2 - Notificação de Devolução ou Relatório Técnico de Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Exploração, conforme Art. 2º da Portaria ANP nº 114 de 25/07/2001, DOU 08/08/2001. Esta notificação e o relatório técnico de devolução de áreas de concessão em si não representam vantagem competitiva para outros agentes econômicos uma vez que não está sendo solicitada informação sobre valores ou contratos firmados, apenas os documentos gerados por força de resolução de órgão público. As informações contantes no relatório técnico dizem respeito à forma como o campo será retomado à condição original obedecendo a legislação vigente - Resolução 023 da CONAMA de 07.12.1994 - Licenciamento exploração combustíveis líquidos e gás. A negativa em fornecer a Notificação e o Relatório Técnico por simples menção do § 2º do artigo 5º do Decreto nº 7.724/2012, que regulamentou a Lei 12.527/2011 sem a devida análise dos documentos representa uma subtração dos direitos legais do cidadão em ter acesso à informação que a administração pública pratica no tocante à exploração de campos de petróleo, desta forma obstando minha pesquisa com vistas a obtenção do aceite da minha tese de mestrado na Escola de Guerra Naval.

3 - Relatório Técnico de Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Exploração, conforme Art. 1º da Resolução ANP nº 13 de 23/02/2011, DOU 24/02/2011 - Mesma argumentação do item 02.

4 - Relatório Técnico de Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Exploração, conforme Art. 1º da Resolução ANP nº 25 de 24/02/2014, DOU 25/02/2014 - Mesma argumentação do item 02.

5 - Planos de desenvolvimento de campos descomissionados na bacia de Campos, como por exemplo o Plano de Desenvolvimento aprovado na reunião de diretoria nº 468 de 19/03/2008, citado aqui como exemplo - Este plano versa apenas sobre aspectos gerais da forma como a retirada de equipamentos submarinos será feita. Ele não versa sobre aspectos financeiros, econômicos e contratuais entre as partes, que não são objetos da minha pesquisa nem foram solicitados em minha primeira petição por documentos.

Desta forma, muito respeitosamente, recorro de sua decisão e solicito que os documentos mencionados acima me sejam enviados nos termos da lei.

Me coloco a disposição para conversar sobre a solicitação de documentos ou mesmo para reuniões presenciais caso seja do seu interesse. Moro no Rio de Janeiro.

Todos os meus dados, documentos, referências e o que mais for necessário como prova de quem sou e de minhas intenções para com estes documentos estão à sua disposição: basta solicitar.

Cordialmente

Jime Braga
CPF 610.069.202-34
Tel 022 998931659
jimebraga@bol.com.br

Resposta ao Recurso de 1ª Instância

Data da Resposta 13/03/2017 13:35

Prazo para Disponibilizar Informação -

Tipo Resposta Deferido

Justificativa

Prezado senhor, em atenção ao seu recurso feito por ocasião da resposta da área técnica da ANP ao SIC 4870000044120175, que trata da solicitação de informações sobre o descomissionamento de campos de petróleo localizados na Bacia de Campos, tecemos os seguintes esclarecimentos.

1- Até o presente momento os campos que já foram devolvidos à ANP localizados na Bacia de Campos, são aqueles citados anteriormente, quais sejam: Carapicu, Carataí, Tubarão Tigre, Tubarão Areia, Tubarão Gato e Rêmora, no entanto como já mencionado, nenhum desses campos iniciou a produção, por isso não possuíam equipamentos subsea a serem desmobilizados.

2- Observamos ainda que a Resolução ANP nº 27 de 18/10/2006 é que trata dos procedimentos da desativação de instalações na Fase de produção e a Resolução ANP nº 28 de 18/10/2006 trata dos procedimentos de devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção, sendo assim encaminharemos em anexo algumas documentações referentes aos citados campos.

3- Em relação aos Planos de Desenvolvimento, informamos que apenas os campos de Carapicu e Carataí tiveram os seus PDs aprovados, pois os demais campos logo se mostraram inviáveis economicamente de serem desenvolvidos.

4- Por fim, após contato com o solicitante, informamos que encaminharemos outros documentos, através do email informado, que o auxiliarão na realização do projeto.

Atenciosamente, Serviço de Informações ao Cidadão - SIC/ANP.

Responsável pela Resposta Assessoria da Diretoria 2 - DIR 2

Destinatário do Recurso de 2ª Instância Diretoria Colegiada

Prazo Limite para Recurso 23/03/2017

ANEXO D – EU JOURNAL – *APPLICATIONS OF SHIP RECYCLING FACILITIES*

18.12.2015

EN

Official Journal of the European Union

L 332/145

COMMISSION IMPLEMENTING DECISION (EU) 2015/2398

of 17 December 2015

on information and documentation related to an application for a facility located in a third country for inclusion in the European List of ship recycling facilities

(Text with EEA relevance)

THE EUROPEAN COMMISSION,

Having regard to the Treaty on the Functioning of the European Union,

Having regard to Regulation (EU) No 1257/2013 of the European Parliament and of the Council of 20 November 2013 on ship recycling and amending Regulation (EC) No 1013/2006 and Directive 2009/16/EC⁽¹⁾, and in particular Article 15(3) thereof,

Whereas:

- (1) Regulation (EU) No 1257/2013, in particular in its Title III, lays down requirements for ship recycling facilities wishing to recycle ships flying the flag of a Member State of the European Union and thereby applying for inclusion in the European List of ship recycling facilities.
- (2) Article 15(2) of Regulation (EU) No 1257/2013 lists information and documentation to be provided by ship recycling companies as part of their application files for ship recycling facilities located in a third country for inclusion on the European List. Furthermore, Article 16(2) lists information to be published in the Official Journal about the ship recycling facility to be included in the European List.
- (3) Contrary to other Implementing Acts to be adopted under the Ship Recycling Regulation, there is no directly equivalent template available from the Hong Kong Convention for the safe and environmentally sound recycling of ship of 2009. The format given in Annex therefore comprises relevant extracts from Hong Kong Convention Appendix 5 ('Document of Authorization of Ship Recycling' — DASR) and from the relevant IMO guidelines related to ship recycling facilities and adds information and documentation requirements added in the Ship Recycling Regulation (as listed in Articles 15(2) and 16(2) of the Regulation).
- (4) Stakeholders were consulted in writing on the contents of the Decision. The Annex takes comments made into account.
- (5) The measures provided for in this Decision are in accordance with the opinion of the Ship Recycling Regulation Committee established under Article 25 of Regulation (EU) No 1257/2013,

HAS ADOPTED THIS DECISION:

Article 1

The information and documentation required to identify a ship-recycling facility located in a third country applying for inclusion in the European List of ship recycling facilities shall be submitted in the format provided in the Annex.

Article 2

This Decision shall enter into force on the twentieth day following that of its publication in the *Official Journal of the European Union*.

Done at Brussels, 17 December 2015.

For the Commission
The President
Jean-Claude JUNCKER

⁽¹⁾ OJ L 330, 10.12.2013, p. 1.

ANNEX

PART 1

Identification of the ship recycling facility

Name of ship recycling facility	
Distinctive Recycling Company identity No.	
Full address of ship recycling facility	
Primary contact person	
Phone number	
Email address	
Name, address, and contact information of ownership company	
Working language(s)	

PART 2

Additional information

Method(s) of recycling ⁽¹⁾	
Type(s) of ships that can be recycled	
Procedure for approval of the ship recycling plan ⁽²⁾	
Number of employees ⁽³⁾	
Maximum ship recycling output achieved on a given year in the past 10 years (in LDT) ⁽⁴⁾	

Description of the ship recycling facility (layout, water-depth, accessibility, etc.)	
---	--

- (¹) See e.g. paragraph 3 in Section 3.4.1 of IMO guidelines, Resolution MEPC.210(63), page 24.
- (²) This concerns the procedure referred to in Article 7(3) and Article 15(2)(b) of the Ship Recycling Regulation.
- (³) At the time of application.
- (⁴) The figure should be documented, e.g. via official confirmations of completion of recycling of ships recycled that year, indicating LDT of the ships. As per Article 32 of the EU SRR, the figure is calculated as 'the sum of the weight of ships expressed in LDT that have been recycled in a given year in that facility. The maximum annual ship recycling output is determined by selecting the highest value occurring in the preceding 10-year period for each ship recycling facility, or, in the case of a newly authorised ship recycling facility, the highest annual value achieved at that facility'.

Heavy equipment

Heavy-lifting machines	e.g. Jib crane: 60 tonnes
	e.g. Mobile crane: 35 tonnes × 1, 27 tonnes × 1
	e.g. Hydraulic backhoe: SH400, ZX330, SK220, ZX200 with Shear, Magnet
	e.g. Hydraulic shear: 600 tonnes × 1
	e.g. Weight bridge: 50 tonnes
Boat	e.g. Gross tonnage: 5 tonnes, Power: 240 HP
Shear	e.g. Capacity: 600 tonnes

Other equipment	
O ₂ supply	e.g. Liquid O ₂ supply system: 10 m ³
Gas supply	e.g. LPG bottles
Compressed air	
Fire extinguishers	e.g. Portable fire extinguisher capacity
Waste oil treatment	e.g. Oil water separation tank Tank capacity: abt. 20 tonnes
Wastes storage	e.g. Container for asbestos: 2
Incinerator(s)	e.g. none
Electric power supply	e.g. Substation
Location of the facility (1)	
Division and classification of the location	e.g. urbanisation control area
Area of the facility (in sqm)	
Area of pavement	

Location of the facility ⁽¹⁾	
Peripheral environment	e.g. factories: former quarry, two marinas in the vicinity, vulnerable environmental zones
	e.g. Housing: private houses at the entrance and 200 m from entrance

⁽¹⁾ A map of the boundary of the ship recycling facility and the location of Ship Recycling operations within it is attached as per Article 15(2)(e) of the Regulation.

Workers' certificates/licences ⁽¹⁾	
Certificate/licence	Number of personnel/qualifications ⁽²⁾
1) Manager of asbestos handling	
2) Manager of PCB handling	
3) Designated chemicals handling	
4) Asbestos handling class	
5) Gas cutting	
6) Welding	
7) Zinc handling	
8) Lifting	

Workers' certificates/licences ⁽¹⁾	
Certificate/licence	Number of personnel/qualifications ⁽²⁾
9) Heavy lift machines	
10) Seafarer	
11) Diver	
12) Removal of Hazardous Materials (Material A)	
(Material B)	
(Material C)	
(Material D)	
(Material E)	
(Material F)	
(Material G)	
(Material H)	
(Material I)	
(Material J)	
(Material K)	

⁽¹⁾ Please note that it is only necessary to fill in corresponding lines in the table with regard to those hazardous materials the ship recycling facility is authorised to remove.

⁽²⁾ Please note that the ship recycling company must at all times be in a position to provide evidence of the competence of each member of personnel authorised to carry out the removal of hazardous materials to the European Commission or agents acting on its behalf.

PART 3

Identification of the permit, license and authorisation granted by the competent authority/-ies to conduct ship recycling

As per Article 15(2)(a) of Regulation (EU) No 1257/2013 of the European Parliament and of the Council of 20 November 2013 on ship recycling, the ship recycling company shall provide a copy of the document(s) issued by its competent authorities to conduct the ship recycling ⁽¹⁾ and, where relevant, the permit, license or authorisation granted by the competent authorities to all its contractors and sub-contractors directly involved in the process of ship recycling.

⁽¹⁾ If the respective competent authority/-ies does/do not issue a specific permit, license or authorisation to conduct ship recycling, the applicant shall clearly state this in his application and submit other relevant permits, licenses or authorisations relating to the activities of the company.

Permit, license or authorisation document(s) attached to the application file ⁽¹⁾:

Name of the document	Country of issuance	Issuing Competent Authority	Issued on (date)	Valid until (date or indefinite)	Beneficiary entity ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Name of the ship recycling company and/or its contractor/sub-contractor concerned by the document.

PART 4

Capability and limitations of the ship recycling facility

4.1. Ship recycling capacity

The ship recycling facility is authorised to accept a ship for recycling subject to the following size limitations:

Maximum capacity of ship to be recycled	Other limitations
DWT	
GT	
LDT	
Length	
Breadth	
Width	
Depth	

⁽¹⁾ Please list in the table and attach a copy of all permits, license or authorisations granted by the competent authorities.

4.2. *Safe and environmentally sound management of hazardous materials*

The ship recycling facility is authorised to accept a ship for recycling that contains hazardous materials as specified in the following table subject to the conditions noted below:

Management of hazardous materials ⁽¹⁾	Descriptions of the management steps ⁽²⁾
1) Asbestos	Removal Storage Waste treatment
Management of hazardous materials	Descriptions of the management steps
2) Ozone-depleting substances	Removal Storage Waste treatment
Heavy metals: 3) Tinorganic anti-fouling compounds and system 4) Cadmium and Cadmium Compounds 5) Hexavalent Chromium and Hexavalent Chromium Compounds 6) Lead and Lead Compounds 7) Mercury and Mercury Compounds	Removal Storage Waste treatment
Flame retardants: 8) Polybrominated Diphenyl Ethers (PBDEs) 9) Hexabromocyclododecane (HBCDD) 10) Polybrominated Biphenyl (PBBs)	Removal Storage Waste treatment
11) Radioactive substances	Removal Storage Waste treatment

Management of hazardous materials	Descriptions of the management steps
Other Persistent Organic Pollutants (POPs) 12) Polychlorinated biphenyls (PCB) 13) Perfluorooctane sulfonic acid (PFOS) 14) Polychlorinated Naphthalenes (more than 3 chlorine atoms) 15) Certain Short-Chain Chlorinated Paraffins (SCCP) (Alkanes, C10-C13, chloro)	Removal Storage Waste treatment
16) Hazardous liquids, residues and sediments	Removal Storage Waste treatment
17) Paints and coatings that are highly flammable and/or lead to toxic release	Removal Storage Waste treatment
18) Other Hazardous Materials not listed above and that are not part of the ship structure (specify)	Removal Storage Waste treatment

(1) For the management of each item, the national and/or international requirements should be identified for reference. Any limitations imposed under the authorisation granted by the competent authority/-ies of the country where the facility is located should be mentioned. The hazardous materials may be present in parts of the ship or equipment (e.g. in paint or as plastic additives) or in chemical mixtures (e.g. cooling fluids).

(2) As per Article 15(2)(f)(ii) of the Regulation, please 1) indicate which management process will be applied, 2) indicate the location where the activity takes place (either within the facility or at a downstream waste management facility — in the latter case, information should also be provided, including the facility name and contact information) and 3) provide evidence that the applied process will be carried out without endangering human health and in an environmentally sound manner.

PART 5

Statement concerning the recycling of EU Member States flag ships

RECYCLING OF SHIPS FLYING THE FLAG OF A MEMBER STATE OF THE EUROPEAN UNION

Hereby, (name), on behalf of
(company) (hereafter 'the company') (!) confirms that the company will accept ships

(!) Name of the ship recycling company.

flying the flag of EU Member States for recycling only in accordance with the requirements laid out in Regulation (EU) No 1257/2013 of the European Parliament and of the Council of 20 November 2013 on ship recycling. Furthermore, the company will:

- (a) prior to any recycling of the ship:
 - send the ship recycling plan, approved by the competent authority according to the procedure applicable ⁽¹⁾, to the ship owner and the administration or a recognised organisation authorised by it;
 - report to the administration that the ship recycling facility is ready in every respect to start the recycling of the ship;
- (b) when the total or partial recycling of a ship is completed in accordance with this Regulation, within 14 days of the date of the total or partial recycling in accordance with the ship recycling plan, send a statement of completion to the administration which issued the ready for recycling certificate for the ship. The statement of completion will include a report on incidents and accidents damaging human health and/or the environment, if any.

.....
 Place Date

Signature:

NB: The statement does not imply that the facility may not accept ships flying the flag of a third country.

PART 6

Statement concerning waste recovery and disposal operations

WASTE RECOVERY AND DISPOSAL OPERATIONS

Further to the 2009 Hong Kong International Convention for the Safe and Environmentally Sound Recycling of Ships, Regulation (EU) No 1257/2013 of the European Parliament and of the Council on ship recycling aims to prevent, reduce, minimise and, to the extent practicable, eliminate accidents, injuries and other adverse effects on human health and the environment caused by ship recycling. Article 15(5) of the Regulation requires that the ship recycling company must be able to demonstrate that the waste management facility which receives the waste will be operated in accordance with human health and environmental protection standards that are broadly equivalent to relevant international and European Union standards.

Hereby, (name), on behalf of
 (company) (hereafter 'the company') ⁽²⁾ confirms to the best of its knowledge that the waste management facility or facilities receiving the waste from the ship recycling facility is (are):

- (a) authorised by its competent national authorities to deal with the waste it receives;
- (b) operated in accordance with human health and environmental protection standards that are broadly equivalent to relevant international and European Union standards;

Along with this statement, the company provides a copy of all relevant documents obtained by the waste management facility or facilities (see Part 2).

Place Date

Signature:

⁽¹⁾ The procedure is described in Article 7(3) of the Ship Recycling Regulation.
⁽²⁾ Name of the ship recycling company.

PART 7

Ship Recycling Facility Plan

SHIP RECYCLING FACILITY PLAN

In accordance with Article 15(2)(g) of Regulation (EU) No 1257/2013 of the European Parliament and of the Council on ship recycling of 20 November 2013, the ship recycling company is required to confirm that it has adopted a ship recycling facility plan, taking into account the relevant IMO guidelines.

I (*name*), declare that a Ship Recycling Facility Plan was adopted by (*company*)⁽¹⁾. A copy of the Ship Recycling Facility Plan is attached to the application file.

Place Date

Signature:

PART 8

Safe-for-hot work and Safe-for-entry criteria

As per Article 15(2)(d), the ship recycling company provides evidence that the ship recycling facility is capable of establishing, maintaining and monitoring of the safe-for-hot work and safe-for-entry criteria throughout the ship recycling process.

	Evidence attached to the application file ⁽¹⁾
Safe-for-hot work	
Safe-for-entry conditions	

⁽¹⁾ Refer to the relevant extracts of the Ship Recycling Facility Plan attached to this application.

⁽¹⁾ Name of the ship recycling company.

Decommissioning Insight

– Facts and Figures, November 2017



The North Sea Decommissioning Market

Decommissioning is a growing market in parallel with the drive to maximise economic recovery of resources

The UK Continental Shelf currently has the largest North Sea decommissioning market reflecting its relative scale and life cycle stage

The fall in oil price has not caused a rush to decommission as companies look to extend or maintain field life by improving efficiencies

Forecast decommissioning expenditure over the next five years:

£1.7 – £2 billion on the UK Continental Shelf per year	£400 – £800 million on the Norwegian Continental Shelf per year
£650 – £800 million total on the Dutch Continental Shelf	

Supply chain companies must be able to compete in a global marketplace for decommissioning contracts on quality, efficiency and cost

Forecast Activity Across the North Sea

Decommissioning activity is forecast on 349 fields across the UK, Norwegian, Danish and Dutch Continental Shelves to 2025

Almost **2,500** wells are forecast to be plugged and abandoned across the North Sea up to 2025, with more than two-thirds in the UK

Over 200 platforms are expected to be removed in the North Sea from 2017 to 2025

Nearly 7,800 kilometres of pipeline are forecast to be decommissioned across the North Sea

UK Continental Shelf in Focus

Operators forecast that total decommissioning spend on the UK Continental Shelf will be **£17 billion** between 2017 and 2025

46% of total decommissioning spend from 2017 to 2025 will be concentrated in the central North Sea

Well plugging and abandonment is the largest category of expenditure at almost 50 per cent

The Oil and Gas Authority is targeting a **35%** reduction in UKCS decommissioning costs by 2035

Industry is striving to carry out decommissioning cost-effectively, while maintaining high safety and environmental standards

The average forecast for well plugging and abandonment has fallen across all well types and regions of the UK Continental Shelf

ANEXO F – CRONOLOGIA DOS EVENTOS SOBRE O DECOM DE BRENT SPAR

Junho de 1976	Brent Spar foi instalada, dotada de desenho único para estocagem e transferência da produção de óleo, além de conter seis tanques de estocagem, dos quais dois foram danificados durante a operação da plataforma. Posteriormente constatou-se estresse mecânico na estrutura durante a instalação, que, por esse motivo, tornou difícil a utilização de engenharia reversa para elevá-la.
Setembro de 1991	Fim da operação de Brent Spar.
1991 a 1993	Estudos sobre o Decom foram aprofundados pelo operador do campo de Brent, auxiliado por consultoria especializada, com a finalidade de elaborar planos e identificar as melhores opções existentes. Duas possibilidades foram consideradas no estudo final: desmontar em instalações de terra ou afundamento em águas profundas, dentre elas, portanto, a segunda apresentou vantagens em relação à primeira, pois os riscos à segurança eram seis vezes menor, e o custo foi calculado quatro vezes menor, com a vantagem adicional de impacto ambiental mínimo na análise realizada à época.
Fevereiro de 1994	Estudos independentes da universidade de Aberdeen endossaram a opção do abandono em águas profundas do oceano. Foram feitas consultas formais a várias organizações de conservação do ambiente e organizações de pescadores.
Dezembro de 1994	O operador submete à aprovação do governo do Reino Unido o relatório final recomendando a opção de abandono no oceano e recebe a aprovação dele.
Fevereiro de 1995	O governo do Reino Unido anuncia a aprovação do plano de de-comissionamento de Brent Spar como proposto pelo operador, para deposição em águas oceânicas profundas. O governo do Reino Unido notifica 13 partes interessadas (12 nações e a Comunidade Europeia), signatários da convenção de OSPAR-92, conforme preconiza a esse acordo. Nenhuma objeção fora levantada dentro do curso normal do processo. O operador então anuncia o plano de deposição no oceano profundo.
30 de abril de 1995	Ativistas do Greenpeace ocupam a plataforma de Brent Spar, alegando equivocadamente que se trata de uma “bomba relógio tóxica” a ser depositada no MN, contendo 5550 t de óleo e mais de 100 t de lama tóxica.
23 de maio de 1995	Ativistas foram removidos de Brent Spar e o Greenpeace conclama todos a boicotarem o operador de Brent Spar na Europa.
8 e 9 de junho de 1995	Durante a quarta conferência do MN, em Esbjerg (Dinamarca), alguns países-membros sugerem que o desmonte em terra das instalações de campos de petróleo marítimo seja adotado para todas as instalações. Reino Unido e Noruega (países com as instalações <i>offshore</i> mais pesadas, maiores e de remoção mais difícil) argumentam pela adoção da análise caso a caso.
11 de junho de 1995	O operador de Brent inicia o reboque para águas profundas no Atlântico.
15 a 17 de junho de 1995	A opinião pública do norte europeu se opõe fortemente à operação de abandono de Brent Spar em curso. O chanceler alemão Helmut Kohl protesta ao primeiro-ministro de britânico John Major no encontro do G7.
14 a 20 de junho de 1995	Protestos na Alemanha, com ameaça de destruição de 200 postos de serviços do operador, registrou 50 postos danificados, dois deles com bombas incendiárias e um alvejado com tiros de armas de fogo.
20 de junho de 1995	Vários governos de países do norte europeu indicam oposição ao plano de abandono de Brent Spar. O operador decide desistir do plano de abandono em curso levando em consideração a situação insustentável causada pelas mudanças de posicionamento político na Europa, que – àquela altura - aumentava o recrudescimento da violência. Estabelecia-se, assim, a necessidade de discussão mais equilibrada sobre o tema do de-comissionamento de Brent Spar.

20 a 28 de junho de 1995	O debate científico no Reino Unido intensifica-se, com crescente apelo pela tomada de decisão, levando-se em consideração questões de preservação do ambiente e não apenas cálculos, típicos de ciência pura e aplicada.
26 a 30 de junho de 1995	11 estados clamam por moratória para deposição no mar de instalações de campos de petróleo na reunião das comissões da OSPAR-92. Reino Unido e Noruega se opõem.
7 de julho de 1995	O governo norueguês concede permissão para o operador de Brent amarrar a plataforma Brent Spar em Erfjord, enquanto novas opções são consideradas.
1º de novembro de 1996	Primeiro seminário de diálogo sobre Brent Spar em Londres.
13 de janeiro de 1997	O operador anuncia as propostas de seis diferentes empreiteiras e consórcios para em formato “lista curta” para “ideias de deposição final ou reúso de Brent Spar”.
10 de julho de 1999	O projeto vencedor foi eficientemente finalizado com a limpeza, corte e posterior transformação do casco de Brent Spar em base para um novo porto na cidade de Mekjarvik (Noruega).
1º de setembro de 1999	O operador organiza um seminário de demonstração de resultados em Londres para partes interessadas e demonstra os detalhes da operação de abandono de Brent Spar.

Fonte: Lourenço, 2017, p. 4–6