



## AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DOS CONSTITUINTES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Marcelle Rodrigues de Souza

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientadores: Rogério de Aragão Bastos do Valle  
Regina Sandra Veiga Nascimento

Rio de Janeiro  
Março de 2012

AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DOS CONSTITUINTES DOS FLUIDOS DE  
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Marcelle Rodrigues de Souza

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

---

Prof. Rogerio de Aragão Bastos do Valle, Ph.D.

---

Prof.<sup>a</sup> Regina Sandra Veiga Nascimento, Ph.D.

---

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, Ph.D.

---

Prof. Leydervan de Souza Xavier, D.C.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2012

Souza, Marcelle Rodrigues de

Avaliação do Ciclo de Vida dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração de Poços de Petróleo / Marcelle Rodrigues de Souza. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

XV, 158 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Rogerio de Aragão Bastos do Valle

Regina Sandra Veiga Nascimento

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Produção, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 118-126.

1. Fluidos de Perfuração. 2. Licenciamento Ambiental. 3. Avaliação do Ciclo de Vida. I. Valle, Rogerio de Aragão Bastos do, *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção. III. Título.

Dedico este título à D. Maria José,  
pela capacidade involuntária de alimentar minh'alma  
com seu abraço.

## AGRADECIMENTOS

Foi uma caminhada difícil. Frustrante por aguardar o início de um projeto para aquisição de dados que não puderam vir. Dura por ter que diminuir cada vez mais a abrangência por falta desses dados. Penosa por tentar por diversos meios identificar maneiras pelas quais seria possível chegar aos resultados. Foi severo demais assistir ao tempo passar, sem saber se deveria insistir, ou se havia tempo para trocar de tema. E ainda, desconcertante quando, próximo ao fim, encontrei a tese do Johan Pettersen, que trata do mesmo tema. Mas possuímos diferentes contribuições teóricas, cada trabalho possui um tratamento metodológico apropriado para o problema proposto, além de seus próprios resultados. Segui e cheguei até aqui, sob uma ótica diferente, acreditando que o fato ressalta a importância deste tema.

Agradeço a todos que contribuíram de alguma forma para que este trabalho fosse possível. Ao Roland Hishier, por ter cedido de maneira tão gentil a licença do banco de dados EcoInvent. Ao Peter Mueller-Beilchimidt, por todas as vezes que intercedeu nas prorrogações da licença do software Umberto, fornecido por uma iniciativa UNEP/SETAC em parceria com o instituto Ifu Hamburg GmbH - Umberto e Ecoinvent. Sou grata pelas respostas tão cuidadosas às minhas questões sobre a ACV e o software, que me ajudaram muito no entendimento da metodologia. Assim como, agradeço ao Tiago Rocha por ter cedido a licença do Simapro, o software utilizado.

Agradeço aos colegas do SAGE pelo ambiente tão agradável e àqueles que participaram diretamente deste trabalho. Agradeço ao André por me ajudar sempre a solucionar os erros apontados pelos softwares e por ler meus textos e apontar melhorias. Assim como ao Sérgio Hilst, pelas dicas e por ter me encorajado a ser mais sucinta, contribuindo de maneira singular. Ao Raphael que, com seus conhecimentos em programação, organizou as informações dos arquivos XML do banco de dados. Agradeço também ao Dejair por sugerir o tema — por muitas vezes confesso que lamentei ter aceitado —, mas neste momento já posso agradecer. Não poderia esquecer os funcionários do laboratório, a Soyla, o carioca Juliano, o Rocha e o Sr. Zé, que se dedicam a nós com tanta amizade.

Ao Prof. Rogerio Valle por ter me aceitado e acreditado, por estar presente nos momentos importantes e por ter contribuído com meu desenvolvimento em tantas coisas. À Prof<sup>a</sup> Regina Sandra por ter sido sempre tão suave comigo, uma de suas alunas mais sonhadoras e otimistas. Obrigada por sua paciência acima de tudo.

Ao Dustan, meu lindo e infinito amor, meu melhor e eterno amigo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DOS CONSTITUINTES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Marcelle Rodrigues de Souza

Março/2012

Orientadores: Rogério de Aragão Bastos do Valle  
Regina Sandra Veiga Nascimento

Programa: Engenharia de Produção

Este trabalho buscou identificar impactos ambientais a serem considerados na escolha de fluidos de perfuração segundo critérios ambientais. Inicialmente, fornece ao leitor informações acerca dos fluidos de perfuração, em termos de sua função na operação, propriedades de seus agentes químicos, seus tipos e aplicações. Posteriormente, aborda a questão das restrições ambientais que regulamentam o descarte destes fluidos após a operação de perfuração de poços de óleo e gás *offshore*. É realizada uma breve análise da evolução da avaliação ambiental para o licenciamento da atividade de perfuração no cenário mundial. Tendo em vista a Avaliação do Ciclo de Vida de Produtos (ACV), é levantada a questão da pertinência da avaliação ambiental considerar apenas o ambiente de descarte pós-operação, ignorando os demais impactos ambientais provenientes das atividades industriais e estimuladas pelo consumo dos agentes químicos presentes nas formulações destes fluidos. Ao final, esta metodologia é aplicada, comparando duas diferentes formulações para fluidos de perfuração utilizados para uma mesma função operacional.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## LIFE CYCLE ASSESSMENT OF OIL WELLS DRILLING FLUIDS COMPONENTS

Marcelle Rodrigues de Souza

March/2012

Advisors: Rogerio de Aragão Bastos do Valle

Regina Sandra Veiga Nascimento

Department: Production Engineering

This work attempted to identify different environmental impacts that would be considered when choosing a drilling fluid more environmentally friendly. Initially, the study provides the reader with information about the drilling fluids, its role in the operation, properties of its agents, its types and applications. Subsequently, it addresses the question of its environmental restrictions, which regulate the disposal of these fluids after the drilling operation of oil and gas wells. In view of the tool Life Cycle Assessment of Products (LCA), evaluates the relevance of an environmental assessment when considering only the post-operation disposal, ignoring environmental impacts from industrial activities which are stimulated by the consumption of chemical agents present in the formulations of these fluids. It also conducted a brief analysis of the environmental assessment for licensing in the global scenario. At the end, through the application of the LCA, two different formulations, usually employed for the same type of operational function, are compared.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS OU NOMENCLATURA.....</b>	<b>xiii</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2. OBJETIVOS .....	2
1.2.1. Objetivo geral.....	2
1.2.2. Objetivo específico .....	2
1.3. Justificativa e motivação do tema .....	2
1.4. AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA - ACV .....	4
1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	5
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>6</b>
<b>PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> .....</b>	<b>6</b>
2.1. ORIGEM DO PETRÓLEO NO AMBIENTE MARINHO.....	6
2.2. GEOLOGIA DAS FORMAÇÕES ROCHOSAS APLICADA AO USO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....	7
2.2.1. Argilas reativas.....	7
2.2.2. Evaporitos .....	8
2.3. PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO .....	8
2.4. PERFURAÇÃO DE POÇOS <i>OFFSHORE</i> .....	9
2.5. FASES DA PERFURAÇÃO .....	12
<b>CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>15</b>
<b>TRATAMENTO DOS RESÍDUOS DE PERFURAÇÃO.....</b>	<b>15</b>
3.1. SISTEMA DE TRATAMENTO DOS FLUIDOS DURANTE A PERFURAÇÃO <i>OFFSHORE</i> .....	15
3.2. SISTEMA DE DESCARTE DOS RESÍDUOS DA PERFURAÇÃO <i>OFFSHORE</i> .....	17
3.3. SISTEMA DE TRATAMENTO DOS FLUIDOS <i>ONSHORE</i> .....	18
3.4. DISPOSIÇÃO DOS RESÍDUOS DE PERFURAÇÃO APÓS TRATAMENTO <i>ONSHORE</i> .....	20
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>21</b>
<b>OS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....</b>	<b>21</b>
4.1. PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....	21

4.1.1.	Densidade .....	22
4.1.1.1.	Agentes adensantes .....	23
4.1.2.	Controle de filtrado .....	24
4.1.3.	Controle reológico .....	24
4.1.3.1.	Agentes controladores de filtrado e controladores reológicos .....	26
4.1.4.	Controle de corrosão .....	29
4.1.4.1.	Agentes controladores de corrosão .....	30
4.1.5.	Surfactantes .....	30
4.1.5.1.	Agentes surfactantes .....	31
4.2.	FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E SEUS DIFERENTES TIPOS .....	32
4.2.1.	Fluidos à base de água (FBA) .....	33
4.2.2.	Fluidos à base óleo (FBO).....	38
4.2.3.	Fluidos à base de compostos orgânicos sintéticos (FBS) .....	40
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>		<b>45</b>
<b>AVALIAÇÃO ATUAL DOS IMPACTOS AMBIENTAIS NA ETAPA DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE ÓLEO E GÁS .....</b>		<b>45</b>
5.1.	OS EFEITOS PROMOVIDOS PELO DESCARTE DOS RESÍDUOS DA PERFURAÇÃO .....	45
5.1.1.	Efeitos na coluna d'água .....	46
5.1.2.	Efeitos no sedimento.....	46
5.2.	OS IMPACTOS AMBIENTAIS .....	47
5.2.1.	Toxicidade.....	47
5.2.2.	Teor de metais .....	49
5.2.3.	Biodegradabilidade .....	50
5.2.4.	Bioacumulação .....	51
5.3.	AS POLÍTICAS AMBIENTAIS NO MUNDO.....	52
5.4.	AS POLÍTICAS AMBIENTAIS NO BRASIL .....	55
5.5.	ABERTURA DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL .....	58
5.6.	AS QUESTÕES SOBRE O SISTEMA DE LICENCIAMENTO NO BRASIL .....	59
5.6.1.	Cumprimento dos prazos na avaliação .....	59
5.6.2.	Padronização e adequação das análises .....	60
5.6.3.	Planejamento dos blocos que serão licitados .....	61
5.6.4.	Evolução da política ambiental .....	62

5.6.5.	As novas tendências do licenciamento da atividade de perfuração <i>offshore</i> no Brasil .....	63
5.7.	<b>AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA ENQUANTO UMA FERRAMENTA METODOLÓGICA</b> .....	65
5.7.1.	Breve histórico .....	65
5.7.2.	Procedimentos metodológicos .....	66
5.7.2.1.	Definição de objetivo e escopo .....	67
5.7.2.2.	Função e unidade funcional .....	68
5.7.2.3.	Análise de inventário do ciclo de vida (ICV) .....	68
5.7.2.4.	Avaliação de impacto do ciclo de vida (AICV) .....	68
5.7.2.5.	Interpretação.....	69
5.8.	Metodologia de avaliação de impacto .....	70
	<b>CAPÍTULO 6</b> .....	<b>74</b>
	<b>METODOLOGIA E APLICAÇÃO</b> .....	<b>74</b>
6.1.1.1.	Perfuração do poço (EA1) .....	75
6.1.2.1.	Estimativas do consumo e descarte dos fluidos (EA1) .....	75
6.1.2.2.	Perfuração do poço (EA2) .....	77
6.1.2.3.	Estimativas do consumo e descarte dos fluidos (EA2) .....	78
6.2.1.1.	Objetivo.....	81
6.2.1.2.	Escopo.....	82
6.2.1.2.1.	Função e unidade funcional .....	82
6.2.1.2.2.	Fronteira do sistema .....	84
6.2.2	Análise de Inventário do Ciclo de Vida (ICV).....	86
6.2.3	Avaliação do impacto do ciclo de vida (AICV) .....	99
6.2.3.1	Resultados dos cálculos dos indicadores de categoria.....	100
6.2.4	Interpretação do ciclo de vida .....	107
6.2.4.1	Identificação de questões significativas.....	107
6.2.4.2	Conclusões, limitações e recomendações .....	112
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>118</b>
	<b>ANEXO A</b> .....	<b>127</b>
	<b>ANEXO B</b> .....	<b>149</b>
	<b>ANEXO C</b> .....	<b>154</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Orifícios da broca por onde passam os fluidos durante a perfuração. ....	10
Figura 2: Sistema de perfuração. ....	11
Figura 3: Fases do poço.....	13
Figura 4: Relação entre os tamanhos das partículas e os equipamentos de separação. ..	16
Figura 5: Redução de água de hidratação para a argila de sódio após a troca de base com cálcio. ....	35
Figura 6: Estruturas da primeira geração de fluidos de base sintética. ....	41
Figura 7: Estruturas da segunda geração de fluidos de base sintética. ....	43
Figura 8: Estrutura da ACV.....	67
Figura 9: Conceito de indicadores de categoria com base em um mecanismo ambiental	69
Figura 10: Relação entre os parâmetros provenientes do ICV, o indicador de impacto <i>midpoint</i> e indicador de impacto <i>endpoint</i> . ....	72
Figura 11: Limites do sistema. ....	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Perfuração do poço (EA1) .....	75
Tabela 2: Volumetria estimada para os fluidos EA1 (OPÇÃO 1 e 2) .....	76
Tabela 3: Características do poço EA 2 .....	78
Tabela 4: Volumetria estimada para os fluidos - EA 2 (OPÇÃO 1).....	79
Tabela 5: Volumetria estimada para os fluidos - EA 2 (OPÇÃO 2).....	80
Tabela 6: Orientações para a definição de objetivo num projeto de ACV .....	81
Tabela 7: Função e unidade funcional .....	83
Tabela 8: Fluxo de referência – EA1 Fase IV .....	84
Tabela 9: Fluxo de referência – EA2 Fase III .....	84
Tabela 10: Formulação do fluido – EA1 – Fase IV – Opção 1 – Base Não-Aquosa .....	88
Tabela 11: Formulação do fluido – EA1 – Fase IV – Opção 2 – Base Aquosa .....	89
Tabela 12: Formulação do fluido – EA2 – Fase III – Opção 1 – Base Aquosa .....	90
Tabela 13: Formulação do fluido – EA2 – Fase III – Opção 2 – Base Não-Aquosa.....	91
Tabela 14: Volumetria estimada para a Fase IV (OPÇÃO 1 e 2) - EA1 .....	92
Tabela 15: Volumetria estimada para a Fase III (OPÇÃO 1 e 2) – EA2 .....	92
Tabela 16: Correlação com o banco de dados – EA1 – Fase IV – Opção 1 – Base Não-Aquosa.....	94
Tabela 17: Correlação com o banco de dados – EA1 – Fase IV – Opção 1 – Base Aquosa.....	95
Tabela 18: Correlação com o banco de dados – EA2 – Fase III – Opção 1 – Base Aquosa.....	96
Tabela 19: Correlação com o banco de dados – EA2 – Fase III – Opção 1 – Base Aquosa.....	97

## LISTA DE SÍMBOLOS OU NOMENCLATURA

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
AICV	Avaliação de Impacto o Ciclo de Vida
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineer</i>
boed	barris de óleo equivalente por dia
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
bpd	barris de petróleo por dia
BPT	<i>Best Practicable Technology</i>
BTEX	Hidrocarbonetos monoaromáticos (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno)
CENO	Concentração de Efeito Não Observado
CEO	Concentração de Efeito Observado
CGPEG	Coordenação Geral de Petróleo e Gás
CL <sub>50 96h</sub>	Concentração letal para 50% dos organismos presentes num período de 96 h.
CMC	carboximetilcelulose
CML	<i>Centrum Milieu Laidem</i>
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CSMA	Conselho Superior do Meio Ambiente
DILIQ	Diretoria de Licenciamento e Qualidade Ambiental
EA1	Estudo Ambiental 1
EA2	Estudo Ambiental 2
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EIF <sub>DD</sub>	<i>Environmental Impact Factor for Drilling Discharges</i>
EIF <sub>PW</sub>	<i>Environmental Impact Factor for Produced Water</i>
ELG	<i>Effluent Limitations Guidelines</i>
ELPN	Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
ERMS	<i>Environmental Risk Management System</i>
EVA	Estudo de Viabilidade Ambiental
FBA	Fluidos à Base de Água
FBNA	Fluidos de Base Não-Aquosa

FBO	Fluido à Base de Óleo
FBS	Fluidos de Base Sintética
FP	Fluido de Perfuração
FPS	Fração de Particulados Suspensos
HPA	Hidrocarbonetos Poliaromáticos
HTHP	<i>High-Temperature, High-Pressure</i>
IBAMA	O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis
ICV	Inventário do Ciclo de Vida
IO	Olefinas internas
IPP	<i>Integrated Product Policy</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
K <sub>ow</sub>	Coeficiente de partição octanol-água
LAO	Olefinas alfaínicas
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Parafinas
LPper	Licença Prévia para Perfuração
LPpro	Licença Prévia de Produção para Pesquisa
MRI	<i>Midwest Research Institute</i>
NBR	Norma Brasileira
O&G	Óleo e Gás
OECD	<i>Organisation for Economic Cooperation &amp; Development</i>
PAC	<i>Polyanionic Cellulose</i>
PAO	Polialfaolefina
Parcom	Comissão de Paris
PCA	Projeto de Controle Ambiental
PCMSO	Programas de Controle Médico de Saúde Ocupacional
PEC	<i>Predicted Environmental Concentration</i>
PHPA	<i>Partially Hydrolyzed Poly Acrylamide</i>
PNEC	<i>Predicted no Effect Concentration</i>
PNUD	Programa das Nações unidas para o Desenvolvimento
RAA	Relatório de Avaliação Ambiental
RCA	Relatório de Controle Ambiental

RIMA	Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente
ROP	<i>Rate of Penetrate</i>
Sema	Secretaria Especial do Meio Ambiente
SETAC	<i>Society for Environmental Toxicology and Chemistry</i>
SISCOM	Sistema de Comunicação do IBAMA
SISNAMA	Sistema Nacional de Meio Ambiente
TAC	Termo de Ajustamento de Conduta
TGD	<i>Technical Guidance Document</i>
TR	Termo de Referência
TSS	Teor de Sólidos Suspensos
UNEP	<i>United Nations Environmental Program</i>
UNEP IE	<i>United Nations Environment Programme Industry and Environment Centre</i>
VC	Valor Crítico
XC	<i>Xanthomonas cainpesrris</i>

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo brasileira com suas novas descobertas de jazidas vive atualmente uma fase de muito otimismo, do ponto de vista econômico, porém encontra-se cercada de desafios na área técnica e limitações na área ambiental.

Grandes expectativas de desenvolvimento do Brasil têm sido geradas a partir da descoberta de novas bacias petrolíferas ultraprofundas, que situam o país em uma boa posição entre os maiores produtores de petróleo do mundo. Apesar de o petróleo ser um recurso finito, que tende a ser gradualmente substituído por uma matriz energética renovável e menos poluente que a queima de combustíveis fósseis, expectativas sobre efeitos sociais e econômicos positivos estão levando o Brasil a investir nas próximas décadas na exploração de suas reservas de óleo e gás. Segundo especialistas<sup>1</sup>, ao longo da última década, o Brasil esteve entre os cinco países de maior crescimento médio anual de reservas provadas e o desempenho do país na próxima década deve melhorar substancialmente com as descobertas do pré-sal.

A partir do advento da sustentabilidade, as iniciativas para o desenvolvimento de modelos de exploração, produção e consumo comprometidos com as gerações futuras tornou-se premente. Com isso, entende-se que uma mudança de atitude apoiada na utilização de ferramentas eficientes de avaliação ambiental, seja capaz de promover o desenvolvimento sócio-econômico com uma postura mais consciente e responsável. Uma mudança de paradigma na área ambiental já se tornou notável e o passo inicial é a busca pelo conhecimento das consequências geradas pelas atividades humanas.

### 1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este trabalho considera que para utilizar as reservas de petróleo é preciso atenuar os diversos impactos de sua exploração. Devido ao crescente número de campos de petróleo explorados, deve-se ter como objetivo a redução das agressões ambientais, não apenas nos locais de operação, mas também em todas as operações por ela estimuladas em todo o mundo. Pois, sob a ótica do desenvolvimento sustentável, percebe-se a existência de interações entre os processos locais e globais, o que torna cada vez mais reconhecida a sua dimensão global (MUNDA, 2008). Em particular, as

---

<sup>1</sup> (BRET-ROUZAUT, 2011)

idades, enquanto sistemas abertos promovem impactos sobre outras áreas físicas e no planeta como um todo. É a partir de tais colocações, que se buscam formas de reconhecer os demais impactos provocados pelas atividades de perfuração de poços e assegurar sua área de influência no meio ambiente.

## 1.2. OBJETIVOS

### 1.2.1. Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar o processo de avaliação ambiental da atividade de perfuração de poços de óleo e gás *offshore*, sob o ponto de vista da recomendação de uso de fluidos de perfuração mais favoráveis ao meio ambiente.

### 1.2.2. Objetivo específico

Verificar quais dos impactos ambientais provenientes dos processos de fabricação dos constituintes dos fluidos de perfuração são relevantes e devem ser levados em consideração no momento de sua avaliação ambiental. O objetivo específico é de uma ordem nova, pois à simples avaliação ambiental do descarte acresce-se a avaliação da composição dos fluidos e dos impactos da produção dos componentes.

## 1.3. Justificativa e motivação do tema

O esclarecimento dos reais impactos ambientais provocados pelo uso dos Fluidos de Perfuração<sup>2</sup> torna-se bastante complexo devido ao grande volume de dados provenientes dos processos químicos de fabricação dos aditivos que os constituem. Sendo assim, este trabalho considera que o fluido de perfuração contribui com diversas categorias de impacto ambiental, além do impacto provocado pelo seu uso e descarte no ambiente de operação.

Alcançar um equilíbrio entre minimizar o impacto ambiental potencial do uso dos fluidos e alcançar os objetivos da perfuração é uma tarefa desafiadora. Operadores têm usado uma variedade de métodos para gerenciar os resíduos da perfuração, normalmente movidos por regulamentações governamentais e menores custos (MORTON, 2005). Desde o início dos anos 1980, testes de toxicidade realizados pela

---

<sup>2</sup> **Fluidos de Perfuração:** São misturas complexas de sólidos, líquidos e diversos produtos químicos. Podem ser especificados de forma a garantir uma perfuração segura através de propriedades físicas e químicas (THOMAS, 2001).

*Paris Commission* (Parcom), envolvendo os países do Mar do Norte e o *United States Environmental Protection Agency* (EPA), mostraram que os fluidos à base de óleo diesel eram tóxicos, devido aos seus efeitos físicos e biológicos no fundo do mar. Desde então, a Parcom e a EPA, baseadas em novas pesquisas, buscaram baixar os teores de óleo contidos nos cascalhos provenientes da perfuração, lançados ao mar após a operação e a regular o teor de óleo para valores menores que 1% (JACHNIK, R.P., 1994). Este teor afetou a viabilidade econômica das operações ao excluir o descarte de cascalho associado com fluidos à base de óleo no local de perfuração (BURKE and VEIL, 1995). Efetivamente, tal fato levou à suspensão total de descartes de fluidos à base de óleo diesel incorporados aos cascalhos, levando à substituição do óleo diesel por óleos minerais de menor toxicidade. Atualmente, estas duas principais instituições continuam influenciando na definição dos padrões de lançamento para muitos países. Na região abrangida pela Convenção Oslo-Paris (OSPAR), o descarte de fluido à base de óleo foi proibido em 1984, enquanto os descartes de cascalho contendo fluido à base de óleo foram proibidos na Noruega desde 1993 (e 1996, dentro da área OSPAR) (SINGSAAS, 2008).

Frente à proibição do óleo diesel, a partir de 1990, têm sido desenvolvidos fluidos à base de substâncias sintetizadas na indústria química e petroquímica. O propósito desta mudança é fornecer ao fluido um desempenho comparável ao dos tradicionais fluidos à base de óleo diesel. Além disso, esses novos fluidos, por sua vez, prometem menor impacto ambiental e oferecem menores riscos aos trabalhadores, características normalmente associadas aos pioneiros fluidos à base de água. Estas características foram alcançadas através de três fatores: redução da toxicidade pela eliminação de hidrocarbonetos poliaromáticos (HPAs); aumento das taxas de biodegradação; e redução do potencial de bioacumulação de poluentes (SADIQ, 2004).

Apesar da busca por fluidos menos impactantes ao meio ambiente e pela evolução no sistema de licenciamento ambiental na atividade de perfuração de poços, os estudos de impacto ambiental são elaborados abrangendo apenas o ambiente de descarte, marinho em sua maioria. Como citado acima, esses estudos envolvem, basicamente, toxicidade aos organismos locais, bem como biodegradabilidade e bioacumulação no ambiente submarino em questão. Sendo assim, no presente trabalho verifica-se a relevância de se contabilizar também os impactos ambientais da fabricação da base do fluido e de seus aditivos, que envolvem intensa atividade industrial. Tal relevância é ratificada por ELCOCK (2006) que afirma, diante da crescente demanda

por óleo e gás, ser uma preocupação particular a necessidade de se considerar uma gama de potenciais impactos ambientais. Segundo o autor, esses impactos se referem entre outros, ao uso de produtos químicos. Além disso, entende-se que muitos operadores gostariam de priorizar o uso de fluidos de base sintética. Pois, devido à possibilidade de descarte dos cascalhos no local de operação, os custos, dificuldades logísticas e potenciais passivos de transporte dos cascalhos para a eliminação na superfície, favoreceriam o uso de fluidos de base sintética, ao invés de fluidos à base de água (BURKE *and* VEIL, 1995).

#### 1.4. AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA - ACV

Nesta temática, a ACV é uma valiosa ferramenta, tanto que a generalização de seu uso vem aumentando nos últimos anos. A ACV é um método de avaliação dos impactos ambientais de um produto ou serviço ao longo do seu ciclo de vida, normatizado pela Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT através da NBR ISO 14040:2009. Segundo a norma, um ciclo de vida completo inclui desde a extração da matéria-prima, transporte, processamento, distribuição, utilização, reutilização/recuperação/reciclagem, até seu descarte final. BURGESS (2001), afirma que a ACV tem sido aplicada principalmente para produtos, incluindo os processos envolvidos na manufatura dos materiais utilizados. Ainda segundo o mesmo autor, se a ACV é válida para um produto, é claramente válida para aquelas etapas do processo envolvidas na sua fabricação. A pedra fundamental para a abordagem do ciclo de vida é o entendimento de que os impactos ambientais não estão restritos a localidades ou processos individuais, mas são a soma de consequências do ciclo de vida dos produtos e serviços ligados à uma atividade (PETTRSEN, 2007). A essência da ACV deve ser a determinação da melhor maneira de prestar um serviço, seguido pelos melhores produtos para a prestação deste serviço, e o melhor processo para gerar os produtos (BURGESS, 2001).

Para este trabalho, quando se considera os impactos ambientais em todo o ciclo de vida dos materiais presentes nos fluidos de perfuração, é possível realizar escolhas que levem à obtenção de resultados mais conscientes na variável ambiental da questão da utilização dos fluidos de perfuração de poços de petróleo. Não se pretende definir o que é aceitável ou não do ponto de vista ambiental, mas buscar incluir outras categorias de impactos ambientais, avaliados como relevantes pela ACV, no momento da escolha de um fluido de perfuração mais favorável ambientalmente. Esta escolha não considera

somente os impactos gerados no ato da operação, mas considera também as outras atividades que estão sendo estimuladas para a obtenção dos materiais constituintes destes fluidos.

#### 1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Para definir um processo de apoio a uma decisão é necessário conhecer as características da atividade e do produto estudado. Para isso, esta dissertação apresentará em seu Capítulo 2 os fundamentos da atividade de perfuração de poços de petróleo, abordando informações sobre a perfuração, os resíduos gerados, suas formas de tratamento e destinação final estarão apresentados no Capítulo 3. No Capítulo 4 será apresentado o fluido de perfuração, suas classificações, propriedades na operação. No Capítulo 5 será realizado um breve levantamento da evolução da política ambiental aplicável à atividade, descrevendo os impactos, os critérios de descarte e procedimentos específicos para o licenciamento ambiental relacionados à perfuração de poços de petróleo *offshore*. O Capítulo 6 abordará a aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida - ACV segundo a ISO 14040:2009 dos constituintes dos fluidos escolhidos, apresentando os impactos gerados para a sua obtenção, desde a concepção das matérias primas até a sua produção.

## CAPÍTULO 2

### PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

Este capítulo se destina à revisão sobre as características da perfuração de poços de óleo e gás, com o objetivo de promover subsídios para a compreensão do papel dos fluidos na operação e alguns aspectos da avaliação ambiental. Para isso, inicialmente são abordados assuntos sobre a formação e prospecção de bacias sedimentares, etapas anteriores que justificam a perfuração. Posteriormente, abordam-se os fundamentos da atividade de perfuração de poços, sob o ponto de vista dos aspectos que envolvem a utilização dos fluidos de perfuração.

#### 2.1. ORIGEM DO PETRÓLEO NO AMBIENTE MARINHO

O petróleo *offshore* tem origem a partir da matéria orgânica marinha, constituída de plantas e animais. Quando estes organismos morrem, geram um resíduo composto de carbono, nitrogênio e oxigênio. A maior parte é decomposta por bactérias na presença de oxigênio e o restante é depositado em ambiente com baixa oxigenação. Neste segundo caso, essa decomposição ocorre em um ambiente composto de sedimentos de baixa permeabilidade. Esses sedimentos podem ser produzidos por erosão de rochas próximas destes depósitos (argilas e areias), por intermédio da atividade biológica (rochas calcáreas) ou da evaporação de lagoas (sal e gesso). Tais ambientes favorecem a manutenção de condições termoquímicas apropriadas aos diferentes estágios necessários à formação de petróleo e gás nestas rochas, chamadas de *rochas geradoras*.

Posteriormente, o petróleo é expulso destas rochas, principalmente devido à pressão exercida pelo efeito de compactação por camadas mais recentes, migrando ao longo de rochas permeáveis, que apresentam poros interconectados, chamadas de *rochas reservatório*. A capacidade da rocha reservatório é determinada por sua porosidade, que é a razão do volume dos poros em relação ao seu volume total, onde os que possuem porosidade entre 10%-20% são considerados satisfatórios (BRET-ROUZAUT *et* FAVENNEC, 2011). Contudo, para que ocorra a acumulação de petróleo nessas rochas existe a necessidade de haver uma barreira produzida não apenas por uma armadilha geológica, mas também por uma *rocha selante*. As características principais desta rocha são a sua baixa permeabilidade e alta plasticidade, o que a torna resistente a esforços provenientes de deformações. Duas classes de rochas selantes por excelência

são os folhelhos (argilas) e os evaporitos (sal), sempre presentes nas operações de perfuração de poços de petróleo. A eficiência da rocha selante não depende só de sua espessura, mas também de sua extensão (THOMAS, 2001). Um campo pode ser constituído por inúmeros reservatórios, em diferentes profundidades e distâncias entre eles (BRET-ROUZAUT *et* FAVENNEC, 2011).

## 2.2. GEOLOGIA DAS FORMAÇÕES ROCHOSAS APLICADA AO USO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A construção de poços de petróleo é feita através da perfuração de vários tipos de rochas. Sendo assim, o conhecimento das formações rochosas é de grande importância para a perfuração de um poço, pois interfere inclusive na definição da formulação dos fluidos que irão entrar em contato com as rochas durante a perfuração.

As rochas sedimentares são os principais tipos de rochas encontradas durante a perfuração de poços de petróleo e influenciam diretamente no processo de perfuração. Essas rochas se apresentam em diferentes camadas, de características específicas, que refletem as condições predominantes de quando foram depositadas. A descrição a seguir está focada nos sedimentos que interagem de alguma forma com os fluidos de perfuração.

### 2.2.1. Argilas reativas

O ponto mais importante a ser mencionado sobre argilas que contém montmorilonita é a sua reatividade com relação à água. De um modo geral, essas argilas tendem a absorver água, se hidratando e expandindo o seu volume. Hidratação pela água é uma das causas mais significativas de instabilidade do poço (M-I SWACO, 1998). Além disso, as argilas reativas após serem hidratadas, se desprendem das paredes do poço, contaminam o fluido de perfuração e assim interferem em algumas de suas propriedades. Por este motivo, fluidos de perfuração que possuem água em sua composição precisam receber aditivos para inibir essa reatividade e evitar a instabilidade das paredes dos poços.

Como exemplo de rochas da classe de argilas que interagem com os fluidos, existe os folhelhos e os argilitos<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Folhelho é um termo utilizado para nomear algumas das rochas formadas por sedimentos argilosos. Apresenta formato de lâminas finas, paralelas e com tendência esfoliável. Os argilitos são rochas formadas por argilas moles, muitas vezes encontrados nas seções mais

### 2.2.2. Evaporitos

Outro tipo de rocha que interfere na composição dos fluidos de perfuração são as rochas sedimentares formadas a partir de soluções químicas que se depositam por evaporação, precipitação, condições de temperatura, pH, etc. Estas rochas podem ser carbonáticas, silicosas, salinas e ferruginosas. Contudo, apenas as salinas, também chamadas de evaporitos<sup>4</sup>, interferem significativamente na composição dos fluidos. A interferência dos evaporitos na perfuração se dá pelo fato de serem muito plásticos, e assim permitem que grossas camadas de sal se deformem, produzindo domos salinos. Essa mobilidade também afeta a perfuração quando os sais tendem a se mover para dentro do poço, quando esse é perfurado (ROCHA *et AZEVEDO*, 2007).

Além do exposto acima, os evaporitos se dissolvem na presença de água, o que interfere diretamente na composição do fluido. Para combater esse problema, fluidos à base de água salgada saturada são projetados para evitar o alargamento do poço durante a perfuração das seções formadas por sal. Essa dissolução resulta num aumento do diâmetro do poço (M-I, 1998).

Dando continuidade a esta revisão técnica, desse ponto em diante este capítulo segue abordando aspectos operacionais relevantes ao uso dos fluidos de perfuração na exploração de petróleo. Com isso, pretende-se esclarecer a importância dos fluidos nas operações, bem como dar subsídios para compreensão de seus aspectos e impactos ao meio ambiente relevantes às avaliações ambientais.

### 2.3. PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO

A indústria do petróleo inicia suas atividades a partir da prospecção, que consiste na busca pelas grandes reservas de óleo e gás ou O&G, como são mais recentemente referidas. Um programa de prospecção do petróleo visa, fundamentalmente, localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condição para acumulação de petróleo e verificar, dentre essas situações, qual possui mais chances de conter petróleo. Portanto, não se pode prever onde existe petróleo e sim locais mais favoráveis para a sua ocorrência.

---

superiores dos poços e geralmente fáceis de serem perfurados, a não ser pela afinidade com a água.

<sup>4</sup> Evaporitos são depósitos salinos formados pela precipitação e cristalização de sais a partir de águas de grande concentração de sais em virtude dos processos de evaporação destes ambientes salinos.

Em tempos anteriores, a única forma de localização de grandes reservas se dava por meio de perfuração de poços exploratórios, os chamados *wildcats*. Contudo, devido aos riscos de acidentes, a eventualidade de nada se encontrar e o custo elevado das perfurações, a indústria passou a utilizar métodos indiretos de detecção a partir do século XX, após os cinquenta primeiros anos da atividade petrolífera (DUTRA, 1995). Esses estudos lançam mão de coleta de imagens para reconhecimento do solo a fim de determinar as principais características da bacia sedimentar e assim conduzir estudos que identificam a presença do conjunto formado por *rocha geradora*, *rocha reservatório* e *rocha selante*. Finalmente, são identificadas as armadilhas geológicas possíveis de conter acumulações.

Após a geologia, estudos geofísicos são desenvolvidos através da pesquisa sísmica, onde são utilizados instrumentos e métodos que permitem a localização de reservas a partir da análise de refração e da reflexão de ondas acústicas<sup>5</sup>. Existem três categorias de métodos geofísicos: magnetometria, gravimetria e a sísmica. Segundo BRET-ROUZAUT *et* FAVENNEC (2011) as duas primeiras não são usadas frequentemente, os métodos sísmicos representam cerca de 90% das operações geofísicas. Esta técnica fornece a melhor identificação das estruturas com maior probabilidade de possuírem acúmulos de hidrocarbonetos fósseis (GUIMARÃES, 2007). Nas explorações *offshore*, nas quais o reconhecimento do solo não pode ser factível, os métodos sísmicos são usados desde o início da prospecção.

A prospecção fornece o conhecimento do subsolo quanto às camadas geológicas presentes. Contudo, a confirmação da presença de fontes de hidrocarbonetos se dá somente com o acesso direto ao subsolo, através da perfuração.

#### 2.4. PERFURAÇÃO DE POÇOS OFFSHORE

Depois de localizadas as reservas de hidrocarbonetos mais promissoras, é iniciada a perfuração para identificar qual área contém quantidades comercialmente viáveis de O&G. Além de confirmar a presença das reservas, a perfuração permite eliminar dúvidas importantes tais como o valor da pressão do reservatório, bem como permite a aquisição de amostras para a análise das rochas e dos fluidos presentes nas

---

<sup>5</sup> O método consiste na geração artificial de energia em direção à crosta terrestre e na captação da reflexão desta energia nas diferentes camadas geológicas. Calculando-se o tempo de retorno destes sinais é possível realizar inferências sobre a conformação das camadas rochosas de subsuperfície (GUIMARÃES, 2007).

formações. A partir dessas amostras são conhecidos o tipo, a profundidade e dureza das rochas, e ainda identificadas a ocorrência de invasão dos fluidos da formação para o interior do poço. Com estas informações, é possível entender como está ocorrendo a interação entre o fluido de perfuração e a rocha perfurada e assim adequar o sistema de fluidos em busca do sucesso da perfuração.

Devido às incertezas geológicas, é difícil prever a duração da perfuração de um poço de exploração, que pode levar diversos meses, geralmente de dois a seis meses. A cada cinco perfurações, um reservatório de hidrocarbonetos comercialmente viável é descoberto. Essa média cai para um reservatório entre sete e dez perfurações, em zonas relativamente inexploradas (BRET-ROUZAUT *et* FAVENNEC, 2011). Caso não seja confirmada a presença de hidrocarbonetos, o poço é finalizado.

A perfuração de um poço é realizada através de uma coluna de perfuração, que perfura as rochas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca instalada em sua extremidade (THOMAS, 2001). Na medida em que a perfuração avança, segmentos da coluna de perfuração vão sendo atarraxados uns aos outros para atingir maiores profundidades. Ação da broca (Figura 1) gera fragmentos das rochas, também chamados de cascalhos. Esses cascalhos são removidos do poço continuamente através do fluido de perfuração, que é injetado continuamente através da coluna de perfuração, sendo em seguida ejetado através de pequenos orifícios localizados no corpo da broca.



Figura 1: Orifícios da broca por onde passam os fluidos durante a perfuração.

Fonte: <http://portalmaritimo.com/2011/07/31/brocas-de-perfuracao-conheca-alguns-detalhes/>

O movimento de rotação pode ser gerado na superfície através da chamada mesa rotativa que, com o auxílio de um tubo de transmissão conectado, promove a rotação da coluna de perfuração. A outra maneira de promover esse movimento se dá no

fundo do poço através de uma turbina de perfuração, ou motor de fundo (BRET-ROUZAUT et FAVENNEC, 2011).

A Figura 2 mostra o sistema de perfuração, destacando os principais componentes envolvidos no sistema de circulação do fluido de perfuração.

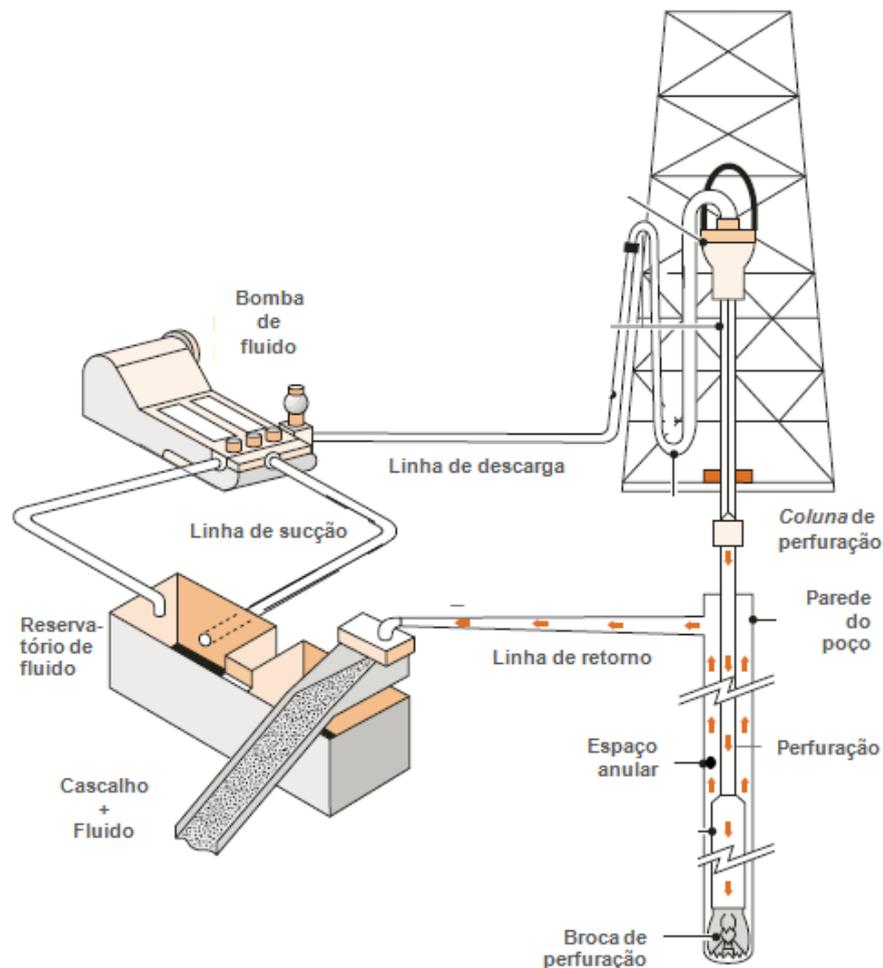


Figura 2: Sistema de perfuração.

Fonte: Adaptado de BORTHWIK, et. al., 1997/ UNEP IE TECHNICAL REPORT 37.

As bombas de fluido bombeiam o fluido de perfuração desde o reservatório de fluido até a coluna de perfuração. A partir deste ponto, o fluido atravessa a coluna de perfuração, onde ao final é expelido pelos pequenos orifícios da broca. O fluido auxilia a perfuração e em seguida atinge o espaço anular, que é o espaço entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, carregando consigo os sólidos perfurados, ou cascalhos, gerados pela perfuração. Este sistema de circulação pode ser aberto ou fechado. Se aberto, o fluido de perfuração e os sólidos perfurados permanecem no assoalho marinho. Já o sistema fechado, possibilita que o fluido e os sólidos perfurados retornem à

superfície através do *riser* de perfuração, que consiste no duto que liga o poço à plataforma. Na superfície, o sistema cascalho mais fluido é encaminhado para o sistema de tratamento, apresentado no Capítulo 3 deste trabalho.

Existem vários tipos de poços, classificados quanto à sua finalidade. Sendo assim, os poços podem ser de exploração, exploração e os ditos especiais. Um poço exploratório é aquele que tem por objetivo a confirmação das reservas e sua extensão, ou mesmo obter novos dados para complementação das avaliações geológicas. Já os poços de exploração são perfurados com o objetivo de extrair, racionalmente, o hidrocarboneto da rocha reservatório. Por fim os chamados poços especiais são perfurados para outras finalidades que não a exploração ou a exploração, como, por exemplo, a injeção de água. Podem ser caracterizados também como poços de alívio para o combate às erupções de poços. Neste caso há uma perfuração direcional que atinge o mesmo reservatório e extrai petróleo para induzir uma queda de pressão e então controlar a erupção, também chamada de “*blow-out*”.

O procedimento tecnológico da perfuração de um poço terrestre ou *offshore* é praticamente o mesmo independente do seu tipo. A diferença reside no fato de que a perfuração terrestre ou em águas rasas é habitualmente realizada a partir de uma plataforma fixa. Já o desenvolvimento de um campo em águas profundas de óleo e gás envolverá o uso de sondas móveis, podendo envolver a ligação de vários poços em uma única plataforma e o número de poços por plataforma varia e pode chegar a até 10 (PATIN, 1999).

De modo geral a perfuração de poços envolve três fatores em seu processo: a ação da broca na formação rochosa, sua rotação e a remoção de cascalhos através dos fluidos de perfuração (BRET-ROUZAUT *et* FAVENNEC, 2011). Outro aspecto importante abordado neste trabalho é a definição das diferentes fases de um poço, fato que promoveu a adoção de uma unidade funcional para os fluidos de perfuração, escolhida para possibilitar a comparação entre diferentes fluidos.

## 2.5. FASES DA PERFURAÇÃO

A perfuração de um poço é dividida em fases, cada fase possui um diâmetro determinado pelo diâmetro da broca utilizada naquela fase da perfuração. O número de fases de um poço é função de vários fatores que incluem, entre outros: a finalidade do poço, zonas anormalmente pressurizadas, zonas com perda de circulação, fraturas,

limites para o comprimento de poço aberto, entre outros (ROCHA *et* AZEVEDO, 2007). A Figura 3 abaixo mostra um esquema de um poço típico.

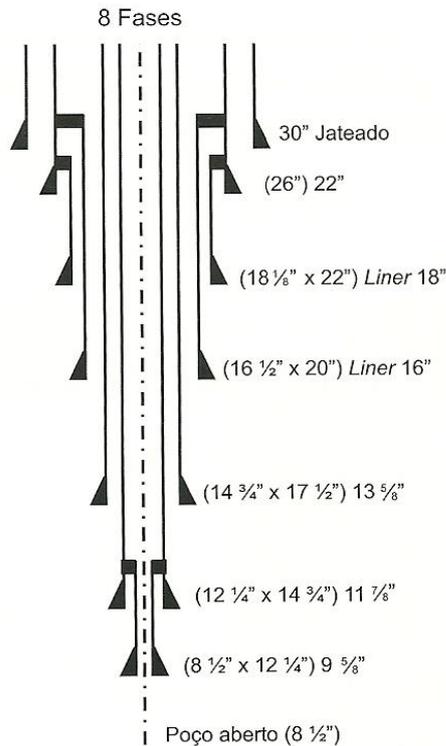


Figura 3: Fases do poço.

Fonte: (ROCHA *et* AZEVEDO, 2007)

O início do poço, também chamado de jateado ou *spud in*, é caracterizado por uma perfuração sem retorno do fluido de perfuração, constituído, basicamente de água do mar. Posteriormente, revestimentos estruturais são instalados, após a perfuração de cada fase, com os objetivos de isolar zonas superficiais pouco consolidadas, isolar zonas de alta ou baixa pressão, isolar formações portadoras de hidrocarbonetos, abrigar a coluna de perfuração, entre outros. Após o assentamento do revestimento de superfície, segue-se a operação de descida e instalação do BOP (*Blowout Preventer*). Trata-se de um conjunto de válvulas instaladas na cabeça do poço, no fundo do mar, que podem ser fechadas em caso de influxo de fluidos provenientes da formação para o interior do poço, fenômeno chamado de *kick*.

A instalação do BOP é feita através do *riser* de perfuração de elevada resistência. Com a instalação do conjunto *riser* e BOP é estabelecida uma ligação entre o poço e a unidade de perfuração. Com isso é possível continuar a perfuração em sistema fechado, onde é possível obter o retorno do fluido de perfuração junto com os

sólidos perfurados do poço para a superfície. Segundo (BRET-ROUZAUT *et FAVENNEC*, 2011), a perfuração segue a uma taxa de vários metros por hora e vai declinando com o aumento da profundidade, que pode chegar até 5.000 ou 6.000 m. Esses números são atualizados com relativa frequência a medida em que novas descobertas são realizadas. Declarações encontradas no site da Petrobras afirmam que no pré-sal<sup>6</sup> a profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros.

O próximo capítulo desta dissertação traz informações sobre os resíduos gerados durante e após a operação, como uma maneira de introduzir as questões sobre os descartes de resíduos. Além disso, as diferentes formas de tratamento e destino dados aos resíduos da perfuração também são discutidas, mas por sua vez de maneira rápida por serem menos importantes para os objetivos deste trabalho.

---

<sup>6</sup> Rochas reservatórias localizadas abaixo da camada de sal.

## CAPÍTULO 3

### TRATAMENTO DOS RESÍDUOS DE PERFURAÇÃO

Segundo a *American Society of Mechanical Engineer - ASME* (2005), que publicou um *Handbook* que descreve os métodos e sistemas mecânicos para controle dos sólidos em fluidos de perfuração:

“Remover sólidos perfurados é o segredo para uma perfuração segura, rápida e dentro do orçamento. Contudo, os sólidos presentes nos sistemas de fluidos de perfuração desempenham papéis importantes.”  
(ASME, 2005)

A contradição acima se explica a partir do fato de alguns sólidos, tais como polímeros insolúveis, argilas e materiais para aumento de densidade, são adicionados ao fluido de perfuração para atingir várias propriedades desejáveis. Além disso, outros sólidos provenientes das rochas e argilas perfuradas são incorporados ao fluido de forma contínua durante a perfuração. Até certo ponto, eles podem ser tolerados e podem até ser benéficos, mas o aumento excessivo da concentração de sólidos perfurados prejudica a operação. Dentre os problemas que podem ser gerados, está a obstrução dos poros da formação e a redução da produção do reservatório por dificultar a drenagem do petróleo (ASME, 2005). Também interferem no desempenho mecânico da perfuração, no aumento dos custos do tratamento, bem como influenciam diretamente nas propriedades dos fluidos de perfuração.

#### 3.1. SISTEMA DE TRATAMENTO DOS FLUIDOS DURANTE A PERFURAÇÃO *OFFSHORE*

Uma vez que não é possível remover todos os sólidos de perfuração, mecanicamente ou por outros meios, sólidos perfurados são considerados contaminantes permanentes no sistema de fluidos (M-I SWACO, 1998). O controle de sólidos na plataforma é realizado através de uma série de métodos de separação. Contudo as tecnologias disponíveis para o tratamento dos cascalhos permaneceram essencialmente inalteradas desde 2002, com exceção dos avanços tecnológicos dos secadores de cascalho e dessorção térmica (CHARLES M. *et* SAYLE S., 2010), apresentados no item 3.3-B.

Dentre os mais utilizados estão o uso de sistemas de peneiras vibratórias, hidrociclones e centrífugas. Trata-se de equipamentos mecânicos de controle de sólidos que são projetados para separar uma determinada faixa de tamanhos de partículas e são combinados de maneira particular para cada projeto de perfuração (M-I, 1998). Além disso, quando a perfuração ocorre numa formação que contém gás e ocorre o influxo deste para o fluido durante a perfuração, desgaseificadores são usados para eliminar este gás e garantir a segurança da recirculação do fluido (THOMAS, 2001).

A Figura 4 abaixo resume as funções dos equipamentos do sistema de controle de sólidos, como são classificados os tamanhos das partículas presentes no fluido de perfuração, os tipos de sólidos que se enquadram em cada classe, bem como o equipamento indicado para sua separação.

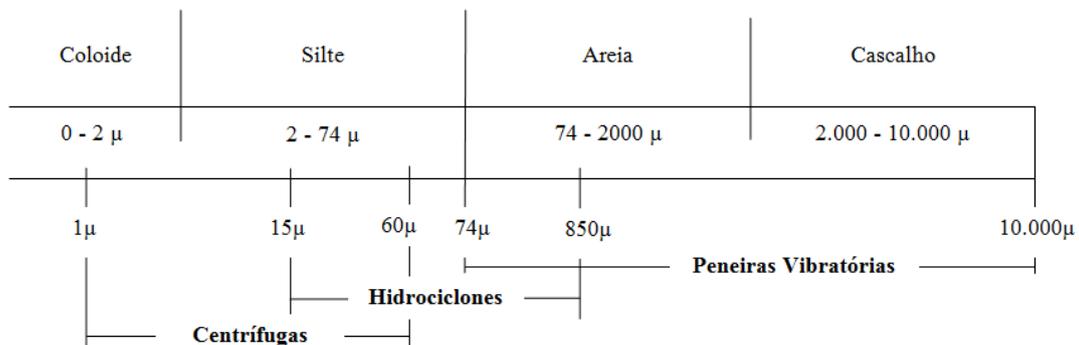


Figura 4: Relação entre os tamanhos das partículas e os equipamentos de separação.

Fonte: M-I, 1998, com adaptações.

Equipamentos de controle de sólidos são selecionados pelo volume de fluido que irão processar e a quantidade e tamanho de sólidos que irão remover. Todavia, nenhum dos equipamentos de controle de sólidos usados na perfuração irá remover 100% dos sólidos gerados (M-I SWACO,1998). Uma forma eficiente de combinação destes equipamentos está no *Mud cleaner*, um conjunto de hidrociclones dessiltadores instalados sobre uma peneira vibratória. Este equipamento de controle de sólidos é aplicado para remover os sólidos perfurados presentes nos fluidos de tamanhos equivalentes a areia, alguns siltes e ainda retêm a barita, um aditivo adensante utilizado em diferentes quantidades num fluido, dependendo da profundidade do poço.

Embora a remoção de sólidos de perfuração e recuperação de barita sejam os usos mais comuns para o *mud cleaner*, o resgate de fases líquidas caras (óleos sintéticos,

sal saturado, etc.), reduz o consumo dos fluidos. Além disso, o material descartado da peneira vibratória é notavelmente mais seco, por isso, em muitos casos, reduz o volume de descarte (M-I SWACO,1998). Como os *mud cleaners*, as centrífugas também são usadas para recuperar o agente adensante, assim como são destinadas para o tratamento e recuperação dos líquidos de alto custo (M-I SWACO, 1998).

### 3.2. SISTEMA DE DESCARTE DOS RESÍDUOS DA PERFURAÇÃO *OFFSHORE*

Os resíduos de perfuração tratados neste estudo se constituem nos sólidos perfurados e nos fluidos de perfuração após passarem pelo sistema de tratamento. No ambiente *offshore*, os sólidos de perfuração podem ser descartados no oceano, injetados no assoalho marinho, ou levados para a costa para uma opção de tratamento ou recuperação (ASME, 2005, MORTON, 2005).

Descarte direto é o modo mais comum de eliminação de sólidos gerados durante as operações de perfuração *offshore*, pois é mais simples e mais barato. Porém, essa atividade possui riscos ambientais, pois mesmo após passar pelo sistema de tratamento e devido ao contato com o fluido de perfuração, os sólidos perfurados contêm certa quantidade de substâncias químicas incorporadas em sua massa. Sólidos contendo fluidos à base de água são considerados relativamente inofensivos, ao contrário dos fluidos à base de óleo ou a base de substâncias orgânicas sintéticas. Como será discutido posteriormente, o descarte direto depende de alguns limites padrões de lançamento baseados na sensibilidade dos organismos locais, tanto os presentes na coluna d'água, quanto os presentes no fundo do mar. Outra preocupação se dá a partir do efeito do sufocamento de organismos sensíveis presentes no assoalho marinho, provocado pelas pilhas<sup>7</sup> formadas pelos sólidos maiores, denominados cascalhos. Além disso, também são consideradas as áreas de pesca de subsistência, ou operações realizadas perto da costa.

Os fluidos de perfuração também podem ser descartados diretamente, desde que a perfuração seja realizada com fluidos à base de água. Uma das razões está na grande quantidade de resíduos associados a esta atividade, pois o fato de alguns tipos de rochas serem degradadas na presença de água pode gerar uma quantidade grande de

---

<sup>7</sup> É importante informar que a formação de pilhas no assoalho marinho pode ser reduzida pelo modo de lançamento, profundidade da água, e as forças das correntes dominantes (PIVEL, 2009).

sólidos suspensos, dificultando o controle das propriedades do fluido e levando à uma necessidade constante de diluição. A outra razão se baseia no baixo impacto ambiental relativo à esses fluidos quando descartados no ambiente marinho. O uso de fluidos à base de óleo mineral ou à base de substâncias orgânicas sintéticas reduz a quantidade total de resíduos de perfuração gerados, contudo é sabido que são mais impactantes quando descartados no ambiente marinho.

No caso do processo de injeção, é preparada uma pasta a partir dos resíduos gerados durante as operações de perfuração. Esta pasta é bombeada para a formação em pressões superiores à pressão dos poros formação. O uso da injeção como um método de descarte em operações de perfuração *offshore* tem um histórico de resultados mistos (ASME, 2005). A injeção tem aplicações em alguns ambientes de descarte, pois as preocupações com contaminação das águas subterrâneas restringem ou mesmo proíbem o uso desta tecnologia em algumas áreas mais sensíveis (M-I SWACO, 1998 – pg. 23.9).

Se no ambiente marinho o descarte direto não é permitido e a injeção não é possível, então os resíduos de perfuração devem ser recolhidos e transportados para a costa para o tratamento ou descarte final *onshore*.

### 3.3. SISTEMA DE TRATAMENTO DOS FLUIDOS *ONSHORE*

O sistema de tratamento destina-se à eliminação do óleo presente no fluido ou à modificação de suas propriedades indesejadas através de várias formas: desidratação, dessorção térmica, solidificação, estabilização, incineração, degradação bacteriana, destilação e extração.

A) Desidratação - é uma técnica de separação quimicamente forçada por meio de ação centrífuga. Inicialmente as unidades de desidratação foram introduzidas apenas onde existiam restrições ambientais rigorosas. No entanto, a desidratação tornou-se econômica em casos de escassez de água doce ou quando os locais de eliminação de fluidos fora de especificação (*off-spec*) estão muito longe do local de perfuração, fazendo com que os custos de transporte sejam caros.

B) Dessorção térmica - é uma técnica de tratamento em que o cascalho é aquecido e os líquidos voláteis são expulsos, resultando em duas fases, onde a fase líquida contendo água e óleo é separada. Os sólidos gerados no processo possuem geralmente menos de 0,5% de óleo em sua massa, contudo é importante ressaltar que nesta técnica, a salinidade e o teor de metais pesados (zinco, bário, chumbo, etc.) permanecem com os sólidos.

C) Solidificação – uma técnica alternativa de tratamento de baixo custo, particularmente aplicada em países que adotam uma regulamentação ambiental pouco severa. Os resíduos são encapsulados para reduzir a água livre e, possivelmente, reduzir ou retardar liberação de contaminantes potenciais. Inicialmente, foi usada antes do enterro ou espalhamento em estrada, mas atualmente, tem sido usada para fazer outros materiais tais como tijolos ou blocos (ASME, 2005).

D) Estabilização - uma medida adicional para minimizar os impactos ambientais potenciais. A técnica visa incorporar as substâncias potencialmente prejudiciais, como os metais pesados, em uma matriz quimicamente estável para que a taxa de lixiviação tóxica para o meio ambiente seja reduzida a níveis seguros.

E) Incineração – usada em sistemas de fluidos à base de óleo, destrói a matéria orgânica utilizando altas temperaturas, no entanto, isso gera emissões atmosféricas. Além disso, o alto consumo de energia também é uma grande preocupação.

F) Degradação bacteriana - tem sido utilizada por muitos anos. Recentemente, os produtores começaram a usar bactérias liofilizadas e pacotes de nutrientes para acelerar a degradação de petróleo em poços. Este método funciona bem, mas é demorado.

G) Destilação e extração de fluidos – ambas as técnicas têm o foco na reciclagem de óleo, que é retirado a partir do cascalho através de aquecimento e depois é condensado. Se realizada corretamente, a destilação permite a recuperação do óleo, reduzindo os custos do sistema de fluido. Remoção do óleo dos cascalhos permite uma ampla gama de opções de disposição e reduz responsabilidades futuras.

Controles mais rígidos e regulamentos podem ser esperados no futuro, e o custo dos fluidos de perfuração irá aumentar em todo o mundo para atender às restrições ambientais e de saúde. Além disso, devido ao aumento do uso de fluidos menos tóxicos, os custos de tratamento serão reduzidos. Com isso, as opções para a disposição vão aumentar e assim reduzir custos desta disposição. O equilíbrio entre o custo de produção do fluido e o custo final do tratamento e da disposição será uma força motriz no desenvolvimento de produtos (M-I SWACO, 1998).

### 3.4. DISPOSIÇÃO DOS RESÍDUOS DE PERFURAÇÃO APÓS TRATAMENTO *ONSHORE*

Para o descarte de fluidos *onshore*, realiza-se a disposição no solo, que se refere ao que se entende por *land farming*. Quando na presença de ar, água e microorganismos de ocorrência natural no solo, a biodegradação de óleo, mineral ou sintético, contido nos resíduos ocorre de maneira rápida. No caso do cascalho realiza-se o enterro, uma forma de eliminação de cascalhos em que estes são misturados com determinados resíduos para conseguir propriedades físicas e químicas na mistura resultante, adequadas para o enterro. A mistura é então colocada em uma célula para enterro, onde a parte superior da célula deve estar abaixo da zona comum de enraizamento da vegetação e a parte inferior da célula permanece, no mínimo, 5 metros acima de lençóis freáticos.

## CAPÍTULO 4

### OS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Ao longo dos anos, um número considerável de agentes químicos que promovem as propriedades dos fluidos foi desenvolvido para atender às diversas condições de subsuperfície nas operações *offshore*. Junto ao crescente número de produtos químicos introduzidos no ambiente vem o maior potencial de exposição.

Agências ambientais reguladoras em todo o mundo programaram rigorosa avaliação de risco de processos para determinar a exposição humana ao risco de produtos químicos perigosos. Segundo ANSARI (2009) as estimativas mostram que 400 mil novos compostos químicos são criados em todo o mundo a cada ano, o que culminou em um momento crítico na avaliação de riscos químicos. Ainda segundo o mesmo autor, o REACH<sup>8</sup> promove um novo paradigma na gestão de produtos químicos, passando para a indústria a responsabilidade de demonstrar o uso seguro de substâncias através de seu ciclo de vida.

Neste sentido, este capítulo busca, principalmente, explicitar a grande quantidade e variedade de substâncias químicas contidas nos fluidos de perfuração. Com isso, pretende-se chamar atenção para a relevância de um consumo mais consciente de tantos agentes químicos. Para tanto, inicialmente consideram-se as características particulares dos processos de fabricação de seus constituintes, para posteriormente avaliar os impactos ambientais gerados. Sendo assim, o conteúdo a seguir representa uma etapa anterior à aplicação da ACV sobre os agentes predeterminados pela metodologia deste trabalho. Trata-se de uma revisão das propriedades gerais dos fluidos, dos agentes químicos que as promovem, bem como de alguns detalhes de seus processos de produção.

#### 4.1. PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Como apresentado anteriormente, na operação um fluido de perfuração é bombeado a partir da superfície até o fundo do poço, atravessa os orifícios da broca e retorna à superfície através do espaço anular entre as paredes do poço e a coluna de

---

<sup>8</sup> Registration, Evaluation, Authorization, and Restriction of Chemicals (Registro, Avaliação, Autorização e Restrição de Produtos Químicos), destinado a simplificar e melhorar o quadro legislativo relativo às substâncias químicas da União Europeia.

perfuração. Muitos requisitos são impostos aos fluidos de perfuração. Inicialmente, o primeiro propósito era atuar como um veículo para a remoção de cascalho a partir do poço. Atualmente, diversas atribuições são dadas aos fluidos de perfuração. Na perfuração rotativa, as principais funções executadas pelo fluido de perfuração são:

- Transportar os cascalhos provenientes da perfuração através do espaço anular e permitir a sua separação do fluido na superfície.
- Resfriar e limpar a broca.
- Reduzir o atrito entre a broca e as paredes do poço.
- Manter a estabilidade nas zonas pouco consolidadas da formação.
- Prevenir o fluxo de fluidos provenientes da formação para o interior do poço.
- Selar as paredes do poço através da formação de um reboco fino e de baixa permeabilidade.
- Manter os cascalhos em suspensão durante as paradas.
- Auxiliar na coleta e interpretação das informações através da chegada à superfície dos cascalhos de perfuração.
- Não ser ofensivo à saúde humana e ao meio ambiente.
- Não corroer ou causar desgaste excessivo nos equipamentos de perfuração.

Vale acrescentar que, de certa forma, esta se torna uma leitura interessante para os públicos iniciantes no assunto. Essa afirmativa se justifica uma vez que a maior parte da literatura pesquisada apresenta questões muito específicas quimicamente e deixam de lado os fundamentos que permitem o entendimento do uso operacional de tantos agentes, bem como a maneira pela qual são fabricados industrialmente. Diante desta ausência, as informações compiladas a seguir foram buscadas nos livros que iniciaram o estudo dos fluidos, bem como em apostila de treinamento de empresa atuante no mercado de fluidos. A partir do item abaixo, são apresentadas as propriedades dos fluidos e os agentes químicos que promovem a ocorrência de tais propriedades.

#### 4.1.1. Densidade

Uma das funções mais importantes e primárias dos fluidos de perfuração é a remoção de cascalhos gerados pelo processo de perfuração. A eficiência dessa remoção é uma função direta da capacidade de transporte atribuída ao fluido de perfuração, que depende, dentre outros fatores, da densidade (CHILINGARIAN, 1981 – pg.19). Uma

alta densidade dos fluidos de perfuração provoca um aumento das forças de empuxo que agem sob os cascalhos, aumentando o efeito flutuante exercido. Tal fato ajuda a transportá-los a partir do poço até a superfície pelo espaço anular existente entre as paredes do poço e a coluna de perfuração (M-I SWACO, 1998 – pg. 2.2).

Outro aspecto que torna muito importante o controle da densidade dos fluidos de perfuração é a capacidade de manter na rocha os fluidos oriundos da formação<sup>9</sup>, e assim evitar a invasão do poço pelos fluidos da formação. Para isso, a pressão exercida pela coluna de fluido de perfuração deve exceder a pressão do poro – pressão exercida pelos fluidos contidos nos poros da formação. A pressão do poro depende da profundidade em que se encontra a formação, da densidade dos fluidos contidos na formação e das condições geológicas (DARLEY, 1988 – pg. 6).

#### 4.1.1.1. Agentes adensantes

Qualquer substância mais densa que a água e que não prejudique outras propriedades do fluido pode ser incluída na formulação para aumentar a densidade do fluido. O custo obviamente é importante, mas existem outras restrições práticas que devem ser levadas em consideração na escolha do material a ser utilizado. Vários materiais sólidos de baixa granulação podem ser usados para aumentar a densidade do fluido de perfuração. Neste trabalho será abordado apenas o uso da barita, pois segundo LUZ (2009), dentre os possíveis modificadores de densidade de fluidos na perfuração, a preferência tem sido pelo uso de barita. Atualmente, a barita é explorada em muitos países, mas a China e a Índia possuem juntas cerca de 70% das reservas mundiais (USGS, 2011). Em seguida aparecem Estados Unidos e Marrocos que responderam em 2009 por aproximadamente 13% da produção mundial. O Brasil participou no mesmo ano com aproximadamente 3,5% da produção mundial, que totalizou quase seis milhões de toneladas (ARAÚJO, 2010). Cerca de 95% das 2.700 milhões de toneladas da barita vendida nos Estados Unidos em 2010 foi usada como um agente adensante em fluidos de perfuração (USGS, 2011). Para o Brasil, no ano de 2009, apenas 11,5% da barita vendida foram destinadas à perfuração dentre um total de 41 mil toneladas (ARAÚJO, 2010).

Ainda segundo ARAÚJO (2010) os depósitos de barita têm sido explorados em todo o mundo, principalmente, por lavra a céu aberto. A lavra tem início com a limpeza

da área, eliminando toda a vegetação. Posteriormente, com o uso de tratores ocorre o decapeamento da argila, a uma espessura que varia de 2 a 15 m. Após o decapeamento, a rocha é perfurada, com sonda pneumática, para a detonação, o que gera partículas suspensas no ar. A seguir, o minério é transportado em caminhões para a usina de beneficiamento. A concentração da barita pode ser feita por métodos gravimétricos ou por flotação, dependendo da composição do minério. A separação magnética pode ser usada para eliminação de minerais oxidados de ferro. No Brasil, o beneficiamento empregado para produção de concentrados de barita é bastante simples e consiste de britagem, lavagem em classificador espiral e moagem.

#### 4.1.2. Controle de filtrado

Outro requisito importante para o sucesso da perfuração de um poço é a utilização de um fluido de perfuração capaz de selar as formações permeáveis. Como citado anteriormente, a pressão interna do poço deve ser maior que a pressão dos poros da formação, a fim de prevenir a invasão dos fluidos da formação para o interior do poço. Sendo assim, o fluido de perfuração invadiria continuamente as formações permeáveis, caso uma camada de reboco não fosse depositada na superfície das paredes do poço.

A formação desse reboco ocorre no início da invasão dos poros da formação pelo fluido de perfuração. Esse processo é iniciado pela ação de partículas de tamanho um pouco menor do que a abertura dos poros da formação, e que se prendem à superfície enquanto outras partículas menores invadem os poros, fenômeno chamado de *mud spurt*. Em seguida ocorre o aprisionamento dessas partículas menores, até que haja a invasão apenas de líquido na formação, líquido denominado filtrado (DARLEY, 1988 – pg. 15). O controle adequado da filtração e da deposição de um fino reboco, de baixa permeabilidade, é necessário para evitar problemas durante as operações de perfuração, bem como de produção (M-I SWACO, 1998 – pg. 7.1).

#### 4.1.3. Controle reológico

As propriedades de fluxo do fluido de perfuração desempenham também um papel importante no sucesso da operação. Essas propriedades, tal como a densidade, são as principais responsáveis pela retirada dos cascalhos gerados pela perfuração, mas

---

<sup>9</sup> São fluidos constituídos por água e hidrocarbonetos líquidos ou gasosos – confinados nos

também influenciam, de outras maneiras, no progresso da perfuração (DARLEY, 1988 – pg.8).

As características necessárias ao escoamento dos fluidos de perfuração são caracterizadas por alguns parâmetros estudados pela Reologia, tais como viscosidade e força gel. Para o caso do escoamento de um fluido, a reologia é caracterizada por teorias fundamentadas em modelos idealizados que descrevem a variação contínua do grau de deformação, ou escoamento, em função de forças ou tensões aplicadas a um fluido. Contudo, as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração são uma exceção aos modelos ideais, pois se mostram dependentes do tempo ou variam com as relações entre pressão e velocidade. A abordagem aqui realizada não está suportada pela mecânica dos fluidos ou pela complexa teoria molecular. Sob o ponto de vista deste trabalho, estão sendo consideradas as observações dos fenômenos de uma forma macroscópica, julgadas suficientes para apresentar as propriedades de fluxo e seus agentes que, por sua vez, têm influência no resultado operacional e ambiental da atividade.

Fluidos de perfuração são sistemas pseudoplásticos, tal característica ocorre pela presença de partículas em dispersões irregulares, argilosas e dispersões poliméricas, bem como emulsões de óleo em água e de água em óleo. Essas dispersões, devido às interações elétricas entre suas partículas, ou macromoléculas, possuem uma alta resistência interna contra o escoamento, que é expressa pelo parâmetro reológico chamado viscosidade. Com o aumento do escoamento, as partículas ou macromoléculas dispersas, lineares ou laminares, se alinham na direção do fluxo. Este alinhamento entre partículas (ou macromoléculas) facilita o deslizamento e reduz a viscosidade. Assim, esses sistemas possuem uma alta viscosidade quando em repouso, que diminui na medida em que o fluido entra em movimento. Nos fluidos pseudoplásticos ocorre a tixotropia, um fenômeno muito desejável para a perfuração, pois na medida em que o tempo passa, após a agitação cessar, as interações elétricas geram uma estrutura tridimensional, denominada gel e que é mantida por ligações iônicas ou pontes de hidrogênio. Este gel é capaz de manter os cascalhos gerados na perfuração em suspensão durante as pausas na operação. Outro fato interessante é que esta estrutura pode ser facilmente rompida, uma vez que estas ligações atrativas são fracas. Sendo assim, viscosidade decresce com o aumento do escoamento, devido ao rompimento da estrutura gel e da orientação entre as partículas (MACHADO, 2002 – capítulos 1 e 2).

---

poros das rochas (CHILINGARIAN,1981 – pg.19)

#### 4.1.3.1. Agentes controladores de filtrado e controladores reológicos

A seguir são apresentados os diferentes agentes controladores de filtrado, bem como os controladores reológicos, uma vez que grande parte dos agentes aqui apresentados oferece ambas as propriedades.

##### A) Bentonita

A bentonita ocupa o segundo lugar em consumo de aditivos para fluidos de perfuração após a barita, apesar da substituição parcial da bentonita por polímeros (DARLEY, 1988 – pg. 556). É adicionada em fluidos de perfuração à base de água para, dentre demais funções, aumentar a viscosidade e formar um reboco fino e de baixa permeabilidade, promovendo a estabilidade do poço e evitando ou superando a perda de filtrado. Quando devidamente hidratada, a bentonita é um dos melhores materiais para o aumento da compressibilidade do reboco (M-I SWACO, 1998 – pg. 7.7).

Devido à abundância de reservas mundiais de bentonita a sua estimativa não vem sendo publicada. As reservas oficiais lavráveis brasileiras possuem cerca de 30 mil toneladas. A China lidera a produção mundial, em 2010 produziu 2,3 Mt (USGS, 2011). No Brasil, do total comercializado de bentonita bruta, no ano de 2009, foi informada pelas empresas a destinação de 91,4%, das quais 76,08% foram destinadas à perfuração de poços de óleo e gás (SILVA, 2010).

De modo geral, em uma mina de bentonita, a lavra é feita a céu aberto, em bancadas que atingem no máximo 2,5 m de altura. O transporte é realizado por caminhões e são formadas pilhas de estoque localizadas próximo à mina, pois na estação chuvosa, a lavra pode ser paralisada devido à impossibilidade de tráfego nas minas. No Brasil, o beneficiamento das bentonitas é realizado através de desintegração, adição de 2,5 a 3% em peso de barrilha (seca ou úmida), homogeneização, laminação ou extrusão, cura (2 a 10 dias), secagem (ao sol ou em secador rotativo), moagem, classificação pneumática e ensacamento (LUZ, 2009).

##### B) Argila organofílica

Como apresentado anteriormente, argilas reativas tendem a absorver água, se hidratando e se expandindo. Sendo assim, causam instabilidade no poço e para os casos em que a perfuração atravessa camadas de folhelho reativo, utilizam-se fluidos de perfuração de base não aquosa. Neste caso, a argila usada para preparar esse fluido de perfuração deve ser transformada para se tornar organofílica, para que possa se

dispersar no óleo do fluido mantendo-se em suspensão, fato importante no processo de formação do reboco.

A argila organofílica é preparada a partir de bentonita ou hectorita (LUZ, 2009), por um processo de troca catiônica, a argila hidrofílica reage com sais alifáticos de amina e com sais quaternários de amônio ou bases para formar a argila organofílica. Nesse processo os cátions orgânicos são adicionados à uma suspensão de argila em água. O grupo amino substitui os cátions de sódio ou cálcio originalmente presentes nas entrecamadas<sup>10</sup> das argilas. Ao mesmo tempo, as cadeias de hidrocarbonetos deslocam a absorção prévia de moléculas de água. A argila então precipita, pois não mais interage com a água, quando então é separada, lavada e secada (CHILLINGARIAN, 1981- pg. 262). Além de argilas, outros aditivos podem ser usados para controlar a viscosidade e reduzir a perda de fluido por filtração, tais como amido, gomas, celulose polianiônica e poliacrilonirila de sódio.

#### C) Amido

Alguns polímeros orgânicos, como o amido hidrolisado, são altamente deformáveis e se encaixam bem nos interstícios da maioria dos poros (ASME, 2005 – pg. 46). O amido é utilizado em fluidos de perfuração exclusivamente para reduzir a taxa de filtração (DARLEY, 1988 - pg. 566). O tipo utilizado na indústria de petróleo é feito de milho e é processado de tal forma que pode inchar e gelatinizar rapidamente em água, doce ou salgada, bem como quente ou fria, em diferentes valores de pH (CHILLINGARIAN, 1981- pg. 262).

O amido está sujeito a fermentação por muitos microrganismos (leveduras, fungos e bactérias) e, exceto quando o fluido estiver saturado com sal ou o pH em cerca de 12, um biocida deve ser adicionado, principalmente nos casos em que o fluido de perfuração é utilizado por vários dias. Outra limitação é a ocorrência de quebra na estrutura química do amido pela ação do calor (temperaturas maiores que 93°C) e pela agitação. Nestes casos, o produto resultante continua a afetar a viscosidade do líquido, mas perde a ação de selagem promovida pelo reboco (DARLEY, 1988 - pg. 566).

#### D) Goma guar

A goma guar, como o amido, é um polímero natural e exige apenas um processamento simples antes de sua utilização. A fonte dessa goma é a semente da

---

<sup>10</sup> Nota: Toda argila não tratada é hidrofílica, mas nem toda argila ao entrar em contato com a água expande. Apenas algumas argilas sofrem expansão, como as esmectitas, sendo assim, nem todo folhelho contém argilas reativas.

planta guar, que possui uma safra anual. A goma guar é um polissacarídeo não-iônico, de cadeia ramificada. A casca, o endosperma e o gérmen da semente são separados em multiestágio de moagem e peneiramento. Posteriormente a estas fases, o endosperma é separado da casca e do gérmen, é finamente moído e empacotado como goma guar.

A goma guar no fluido de perfuração produz soluções viscosas em qualquer tipo de água, doce ou salgada e é usada em fluidos de perfuração com baixo teor de sólidos. Também é usada para diminuir a taxa de filtração e melhorar a estabilidade do poço. Porém, como o amido, a goma guar é degradada por microorganismos, porém são mais resistentes. As enzimas, normalmente presentes na goma ou introduzidas a partir do meio ambiente, quebram a estrutura da goma com a formação de substâncias ácidas. Ao usar a goma guar na perfuração de poços, o desenvolvimento de meio ácido é considerado como um indicador de que o reboco está sendo destruído (DARLEY, 1988 - pg. 568).

#### E) Goma de xantana

Também chamado de polímero XC, este nome foi aplicado porque a substância é produzida pela ação do patógeno, *Xanthomonas cainpesrris*, em hidratos de carbono em um meio adequado. O meio de fermentação é composto por d-glicose proveniente de grãos de cereais e misturado com levedura, fosfato dipotássico ácido, e pequenas quantidades de sais. As condições de fermentação são cuidadosamente controladas e a viscosidade aumenta acentuadamente à medida que prossegue a fermentação. Ao final do processo, ocorre precipitação em álcool isopropílico, separação, secagem e moagem do produto a um pó.

A maior aplicação da goma de xantana em fluidos de perfuração é como modificador reológico ou, mais precisamente, como um agente diretamente relacionado às altas viscosidades a baixas taxas de cisalhamento, necessário à sustentação dos cascalhos nas interrupções do processo de perfuração. A habilidade excepcional de sustentação da goma xantana, mesmo em baixas concentrações, favorece a sua utilização (DARLEY, 1988 - pg. 572).

#### F) Carboximetilcelulose

Os polímeros orgânicos mais utilizados são as gomas semi-sintéticas produzidas pela modificação química da celulose. Dentre os derivados da celulose, temos a carboximetilcelulose de sódio, (geralmente abreviado como CMC), primeira a ser utilizada no fluido de perfuração. A carboximetilcelulose de sódio permanece dispersa em água, não é tóxica e não fermenta em condições normais de uso. Por

consequente, é preferível ao amido para fluidos em que não haja um alto pH e sal saturado.

Quimicamente, purificada é tratada com solução de soda cáustica para a formação de celulose alcalina. A adição de ácido ou monocloroacetato de sódio é o próximo passo no processo, assim, cloreto de sódio é formado como um subproduto, e alguns monocloroacetatos de sódio são convertidos em glicolatos de sódio. O hidróxido de sódio em excesso, se houver, será neutralizado. As impurezas são removidas por uma lavagem com solução alcoólica.

A carboximetilcelulose de sódio é um polímero aniônico e é adsorvido em argilas. Reduz acentuadamente a taxa de filtração, mesmo em baixas concentrações, em virtude do maior peso molecular (e maior viscosidade) desse produto, possibilitando seu uso em fluidos de perfuração altamente densos. Contudo, algumas limitações reconhecidas do CMC em soluções salinas levaram ao desenvolvimento de um "polímero polianiônico celulósico de alto peso molecular", PAC. Usado com fosfato de diamônio (DAP), o PAC produz um sistema polimérico eletrolítico de composição mais aceitável ambientalmente (DARLEY, 1988 - pg. 573).

#### 4.1.4. Controle de corrosão

Um aspecto também muito importante para a continuidade da operação é a redução do efeito corrosivo que o fluido de perfuração exerce sobre a broca e as paredes da coluna de perfuração, que permanecem em contato constante com o fluido de perfuração e estão suscetíveis a várias formas de corrosão. Gases dissolvidos como o oxigênio, o dióxido de carbono e o sulfeto de hidrogênio<sup>11</sup> podem causar sérios problemas de corrosão, tanto na superfície quanto no poço.

A corrosão é acelerada em ambientes ácidos (pH <7) e desacelerada em condições alcalinas (pH > 7). Normalmente, um pH entre 9,5 e 10,5 é suficiente para mitigar a maior parte dos processos de corrosão. Altos valores de pH (> 10,5) podem neutralizar os gases ácidos, porém o pH elevado é prejudicial para ligas de alumínio, que estão sujeitas à corrosão extrema em ambientes alcalinos (M-I SWACO, 1998 – pg. 19.7).

---

<sup>11</sup> O sulfeto de hidrogênio é mortal para os humanos, mesmo em períodos curtos de exposição e em baixas concentrações. Quando a perfuração ocorre em ambientes contendo H<sub>2</sub>S (sulfeto de

#### 4.1.4.1. Agentes controladores de corrosão

A corrosão é raramente um problema em fluidos de perfuração mesmo que um ou mais desses gases esteja presente em solução (M-I SWACO,1998 – pg. 19.10). Contudo, o controle dos agentes responsáveis para minimizar a corrosão da coluna de perfuração, da broca e dos demais dispositivos de controle de sólidos é uma necessidade.

Os fluidos de base não aquosa previnem a corrosão de maneira eficaz, porque eles são não-condutores na interface do aço. Por outro lado, fluidos de base aquosa podem conter sais dissolvidos, gerando células eletroquímicas e levando à perda de ferro na superfície aço com o fluido de perfuração. Manter o fluido em um pH entre 9 e 10 com Cal ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ), Soda Cáustica ( $\text{NaOH}$ ), ou Óxido de Magnésio ( $\text{MgO}$ ) ajuda muito a manter a taxa de corrosão em um nível aceitável. Um aumento do pH não é recomendado, particularmente em poços de alta temperatura, porque, sob essas condições o íon hidroxila se torna muito reativo para argilas e polímeros.

Sequestradores de  $\text{O}_2$  como Sulfito de Sódio ( $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ ) e Triazinas podem ser muito eficazes. Inibidores de corrosão, tais como aminas e sais de amina, também são muito eficazes, pois produzem uma barreira oleosa contra o  $\text{O}_2$ . Finalmente, os microorganismos podem gerar agentes corrosivos, especialmente  $\text{H}_2\text{S}$ , via degradação de componentes do fluido de perfuração, como lignosulfonato ou biopolímeros. As formas mais eficazes de controle microbiano de corrosão são atingidas através do uso de um biocida, como o glutaraldeído (ASME, 2005 – pg. 53).

#### 4.1.5. Surfactantes

São compostos cuja estrutura molecular é formada por dois grupos localizados em extremidades opostas da molécula e com diferentes tendências de solubilidade, onde uma das extremidades é hidrofílica e a outra hidrofóbica. Sendo assim, agentes surfactantes estarão em uma maior concentração nas interfaces do que no corpo do fluido e servem como emulsificantes, espumantes, antiespumantes, agentes umectantes, detergentes, lubrificantes e também inibidores de corrosão.

Um grande número de surfactantes é conhecido, muitos são misturas de substâncias quimicamente diferentes, outros contêm moléculas semelhantes, mas de diferentes pesos moleculares ou detalhes estruturais. Contudo, a composição química de

---

hifrogênio), a elevação do pH, combinada com um agente químico de inibição de sulfeto, como

um produto surfactante pode não ser conhecida, mas pode ser caracterizada, por exemplo, como sendo um "éster misto de ácido graxo e ácidos resínicos," ou como "resíduo de ácido graxo oxidado a partir de gorduras animais." Assim, o seu desempenho, ao invés da sua composição, define a aplicação de um surfactante. Com base no grupo hidrofílico, surfactantes são classificados como aniônicos, catiônicos, não iônicos e anfóteros. Grupos aniônicos são carboxilatos, sulfonatos, sulfatos e fosfatos. Grupos catiônicos são amônia, amina quaternária, e outros grupos nitrogenados. Não-iônicos são solubilizados em água por grupamentos hidroxila e/ou cadeias de óxido de etileno. Surfactantes anfóteros contêm grupos básicos e ácidos e seu comportamento é dependente do pH (DARLEY, 1988).

#### 4.1.5.1. Agentes surfactantes

##### A) Emulsificantes

São surfactantes que reduzem a tensão interfacial entre as gotas de água e óleo mineral ou sintético. Uma das extremidades da molécula de emulsificante tem uma afinidade pela água, enquanto o resto da molécula tem uma afinidade com o óleo ou fluido sintético (M-I SWACO,1998 – pg. 11.6). Eles estabilizam a emulsão formada por serem parcialmente solúveis em água e parcialmente solúveis em óleo. Normalmente são álcoois de cadeia longa, ácidos graxos ou polímeros e podem ser aniônicos, catiônicos ou não-iônicos.

##### B) Saponificantes

Alguns emulsificantes são sabões, estes por sua vez são formados pela reação de um éster de ácido graxo com um álcali, onde o hidrogênio do ácido graxo é substituído por um metal. Sabões preparados com o sódio são solúveis em água e formam emulsões de água em óleo. Sabões insolúveis em água são formados quando metais mais pesados que o sódio (como o cálcio) são substituídos pelo hidrogênio dos ácidos graxos. Esses são muito usados como emulsificantes primários em fluidos de emulsão inversa. Outros sabões de cálcio, emulsificantes, são formados pela adição de ácido graxo e cal ou cal viva (fonte alcalina de cálcio) em fluidos à base de óleo. Na verdade, uma emulsão estável resulta da adição de uma quantidade de emulsificante suficiente para estabilizar todas as gotas de água (M-I SWACO,1998 – pg. 11.6).

---

o zinco, deve ser usada. (M-I SWACO,1998 – pg. 2.9).

### C) Umectantes

Trata-se de um tipo de agente surfactante que reduz a tensão interfacial e o ângulo de contato entre um líquido e um sólido. Isso faz com que o líquido se espalhe sobre a superfície do sólido. Esses agentes geram sólidos capazes de serem molhados por fluidos à base de óleo ou à base de substâncias orgânicas sintéticas. Sendo assim, os sólidos (barita, argilas e sólidos de perfuração) são molhados e conseqüentemente dispersos na fase contínua do fluido de perfuração, caso contrário eles se agregariam. A maioria dos sólidos tem a tendência natural de se dispersarem em água, mas exigem o uso de um agente umectante para se dispersarem em óleo ou fluido sintético (M-I SWACO,1998 – pg. 11.7).

## 4.2. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E SEUS DIFERENTES TIPOS

Os fluidos são classificados de acordo com sua fase contínua, onde se encontram dispersos diversos agentes químicos e aditivos, cada um com sua função específica e em quantidades predeterminadas, constituindo uma formulação. Esta fase contínua, mais comumente chamada de base, possui alguns tipos aplicados em perfurações *offshore*:

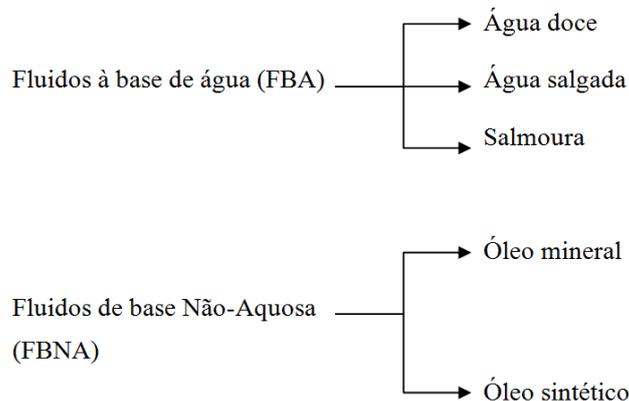


Figura 5: Classificação dos fluidos.

Fonte: Elaboração própria.

Um fluido de perfuração se comporta de maneira sistemática e dinâmica. Devido às constantes mudanças nas condições da perfuração na medida em que os poços se tornam cada vez mais profundos, um fluido pode ser constantemente reformulado para atender a tais mudanças. Isto é possível uma vez que, como num

organismo vivo, ocorrem diversas e constantes interações entre seus constituintes como uma forma de transformar suas propriedades e entrar numa espécie de sintonia com as características momentâneas da operação. Deste ponto em diante, o fluido constituído por uma base e seus aditivos será chamado de sistema, classificados de acordo com sua base e seu conjunto principal de aditivos. A descrição seguinte baseia-se fundamentalmente nas informações contidas em (M-I SWACO,1998).

#### 4.2.1. Fluidos à base de água (FBA)

Muitos tipos diferentes de sistemas de fluidos de perfuração à base de água são usados em operações de perfuração, dependendo das condições do poço. Estes sistemas atendem geralmente a condições operacionais menos severas. Contudo, são convertidos em sistemas mais complexos na medida em que um poço se torna mais profundo e conseqüentemente a temperatura e a pressão aumentam.

De maneira geral, FBAs podem ser enquadrados em uma das seguintes classificações (M-I SWACO,1998):

- Sistemas de baixa densidade contendo argilas.
- Sistemas de alta densidade contendo argilas.
- Sistemas de alta densidade contendo argilas, tratadas com cálcio.
- Sistemas de salmoura.
- Sistemas inibidos por potássio.

Existem também os sistemas que atendem a altas temperaturas e pressões, também chamados de HTHP (*High-Temperature, High-Pressure*). Estes também recebem suas classificações (M-I SWACO,1998):

- Sistemas de polímeros encapsulantes.
- Sistemas de polímeros catiônicos.
- Sistemas contendo argilas flocculadas.
- Sistemas melhorados contendo poliglicóis.
- Sistemas inibidos por silicato.

##### 4.2.1.1. Sistemas de baixa densidade contendo argilas: fluido *spud*

Este sistema é composto essencialmente por água e bentonita e é usado normalmente nas primeiras fases da perfuração. O fluido de perfuração, neste caso é denominado “fluido *spud*” (ASME,2005).

Uma vez que este sistema possui baixa densidade, o efeito de flutuação dos cascalhos é baixo. Portanto, a limpeza do poço depende apenas da viscosidade, dada pela bentonita, e também da vazão. Sendo assim, esses sistemas são mais utilizados não só em fases rasas, mas também sistemas de circulação abertos, onde o conjunto fluido e cascalho não retornam à plataforma através do *riser*, e sim são deixados no assoalho marinho durante a perfuração das fases rasas do poço.

#### 4.2.1.2. Sistemas de alta densidade contendo argilas

Trata-se de um dos sistemas de fluidos mais comuns utilizados nas perfurações. Possuem em sua formulação lignosulfonatos, que são ácidos orgânicos que fornecem íons negativos para o fluido. Estes íons negativos, neutralizando os íons positivos sobre as partículas de argila, e assim impedem que estas formem flocos. Tal fato atribui a esses sistemas a característica de serem defloculantes, mas são também considerados como dispersantes e diluentes, porque eles permitem que partículas de argila permaneçam dispersas, e conseqüentemente, reduzam o ponto de escoamento e a força gel.

Uma vez que a formulação contém um ácido, íons hidróxido são adicionados geralmente sob a forma de soda cáustica (hidróxido de sódio) e cal (hidróxido de cálcio) para aumentar o pH. Estes sistemas são geralmente convertidos a partir de “fluidos *spud*”, de baixa densidade e podem ser usados nas fases mais profundas de um poço. Porém, a limitação de temperatura deste sistema é de aproximadamente 160°C.

#### 4.2.1.3. Sistemas de alta densidade contendo argilas, tratadas com cálcio

Quando o cálcio é adicionado a uma mistura de água e argila, uma troca de base ocorre com o íon cálcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), que possui maior energia de ligação e passa a substituir o íon sódio ( $\text{Na}^+$ ) nas argilas. Esta troca resulta na desidratação parcial das partículas de argila hidratadas, reduzindo o tamanho do envelope de água em torno das partículas de argila, como mostra a Figura 6.

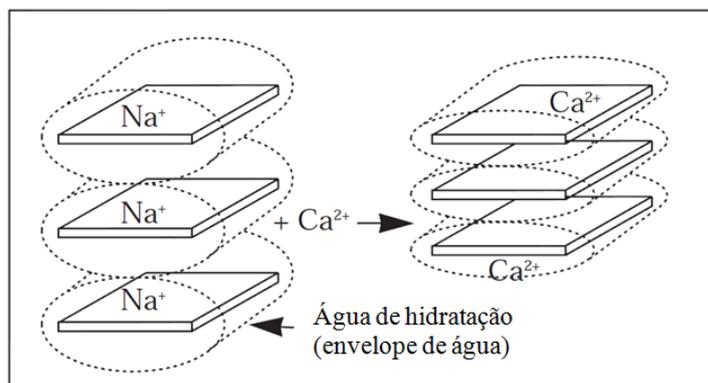


Figura 6: Redução de água de hidratação para a argila de sódio após a troca de base com cálcio.

Fonte: M-I SWACO (2005), com adaptações.

A redução no tamanho do envelope de água permite que as partículas de argila entrem em contato umas com as outras, resultando em floculação, o que aumenta a força gel. Sendo assim, caso um defloculante não seja utilizado, o tamanho dos flocos de argila, eventualmente, aumentam e podem precipitar, resultando em uma diminuição gradual da viscosidade plástica do fluido.

Esse sistema, também chamado de *gypsum*, ou fluido *gyp*, quando projetado para perfurar anidrita ( $\text{CaSO}_4$ ), bem como para fornecer inibição durante a perfuração de folhelhos sensíveis à água. Para isso, faz uso do gesso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) como fonte de cálcio. Além disso, existem os sistemas de cal ou “fluido *lime*”, que são utilizados para reduzir os efeitos de gases ácidos, tais como  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{CO}_2$  ou para reduzir a hidratação das argilas da formação, através do uso da Cal ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ) como fonte de cálcio.

#### 4.2.1.4. Sistemas de salmoura

Fluidos à base de salmoura, ou soluções de água saturada em sal, são projetados para evitar o alargamento do poço durante a perfuração nas seções do poço onde a formação é constituída por evaporitos, como por exemplo a camada de sal, do pré-sal. Este alargamento resulta da dissolução do sal nas paredes do poço quando há o contato com o fluido de perfuração à base de água (doce ou salgada), representando uma solução “insaturada” em sal. Sendo assim, para que não ocorra essa dissolução, é necessário alcançar a saturação pela adição de sal (cloreto de sódio) até que o ponto de saturação seja atingido.

#### 4.2.1.5. Sistemas inibidos por potássio

Esse sistema foi desenvolvido também para estabilizar formações sensíveis à água (reativas), mas desta vez por meio da inibição promovida pelo íon potássio, minimizando a hidratação dos folhelhos. Para isso, utiliza-se o cloreto de potássio (KCl) como a principal fonte de íons de potássio para a inibição iônica.

O potássio funciona melhor quando são usados polímeros para encapsulamento. Alguns polímeros usados são os de celulose poliônica ou PAC (*Polyanionic Cellulose*), bem como poliacrilamida parcialmente hidrolizada ou PHPA (*Partially Hydrolyzed Poly Acrylamide*). Estes polímeros atuam através do revestimento de folhelhos expostos, limitando a interação com a água.

Uma variedade de outras fontes, além do cloreto de potássio, está disponível. Estas incluem carbonato de potássio, sulfato de potássio, acetato de potássio, potassa cáustica (KOH) entre outros, utilizados onde os sistemas contendo cloreto de potássio não são ambientalmente aceitáveis, como em algumas localizações em terra<sup>12</sup>.

#### 4.2.1.6. Sistemas que atendem a altas temperaturas e pressões (HTHP)

São sistemas estáveis, projetados para perfuração em ambientes HTHP, com um baixo teor de sólidos coloidais e a presença de produtos químicos estáveis a altas temperaturas. Materiais poliméricos, como a carboximetilcelulose, CMC, são usados para substituir a bentonita e fornecer viscosidade e força gel. Outras substâncias promovem a estabilidade global do fluido, proporcionando um controle suplementar da perda de filtrado nas condições HTHP. Estes sistemas podem conter lignita como um agente floculante secundário. Neste tipo de sistema a estabilidade térmica é conseguida através da adição de resinas poliméricas. De acordo com os polímeros adicionados esses sistemas podem apresentar diferentes características:

##### A) Sistemas de polímeros para encapsulamento

São sistemas projetados para proporcionar a estabilização dos folhelhos e o controle da viscosidade de fluidos à base de água em condições HTHP. Estes sistemas utilizam polímero de alto peso molecular, que tem múltiplas aplicações e é usado em

---

<sup>12</sup> O sal é tóxico para as plantas, mesmo em concentrações relativamente baixas, pois o sódio substitui cálcio e magnésio em argilas, causando uma condição conhecida como sodicidade, que representa uma baixa permeabilidade da água e uma superfície dura. Uma vez que a água não pode infiltrar-se na matriz do solo, não há água disponível para suportar a vida das plantas. Além disso, o sal inibe o transporte de água através de osmose para a planta (ASME, 2005).

uma variedade de sistemas, sendo estes aplicados especialmente quando o encapsulamento se faz necessário.

Encapsulamento é o processo pelo qual o polímero envolve as lâminas de argila, impedindo a entrada de água na estrutura interlamelar das argilas. O encapsulamento também aumenta a viscosidade, pois retarda o movimento do fluido dentro da estrutura interlamelar das argilas. Contudo, a estabilidade deste tipo de sistema depende da manutenção da concentração de polímeros dentro da faixa apropriada e do controle do teor de sólidos argilosos do sistema em menos de 6%. Se a concentração de polímero ficar muito baixa, ou se a concentração de sólidos ficar muito alta, defloculantes aniônicos (diluentes) são necessários para estabilizar as propriedades reológicas.

#### B) Sistemas de polímeros catiônicos

Esses sistemas são projetados para fornecer a inibição dos folhelhos através do uso de dois polímeros catiônicos. Polímeros catiônicos de baixo peso molecular são utilizados para suprimir a hidratação dos folhelhos, enquanto os de alto peso molecular são utilizados para o encapsulamento.

Os polímeros de baixo peso molecular penetram no espaço entrecamadas da estrutura da argila, resultando no deslocamento de cátions trocáveis e moléculas de água, o que reduz o inchamento. Embora esta adsorção de polímeros seja similar à reação de troca de cátions comuns, os polímeros catiônicos adsorvidos não podem ser substituídos por outros cátions comuns, pois possuem um maior vínculo com os sítios das entrecamadas de forma similar à fixação de potássio, na medida em que é irreversível. Já os polímeros de alto peso molecular, têm um tamanho que não lhes permitem penetrar nas entrecamadas da argila de forma tão eficaz. Como resultado, a adsorção ocorre principalmente na superfície externa, formando uma camada protetora (encapsulamento).

Se água doce for utilizada, materiais não-iônico como o amido devem ser usados para o controle de filtrado. No entanto, com a adição de sal (cloreto de sódio ou cloreto de potássio) certos polímeros aniônicos são compatíveis com os polímeros catiônicos. Este sistema é sensível a sólidos e é mais caro que os tradicionais sistemas à base de água.

### C) Sistemas melhorados contendo poliglicóis

Esses sistemas fornecem um alto grau de inibição de folhelhos, conseqüentemente a estabilidade do poço, controlam a perda de filtrado em ambientes HTHP e ainda podem atuar como lubrificantes. Este tipo de sistema, além de ser ideal para operações em águas profundas, é ambientalmente correto, devido à sua baixa toxicidade e as suas taxas de descarte reduzidas. Estes sistemas se modificam conforme o aumento de temperatura. Por exemplo, em um determinado valor de temperatura, o poliglicol deixa de ser solúvel e passa a ser insolúvel. Nessas temperaturas, formam micelas que promovem a formação de uma microemulsão. Este fenômeno é muitas vezes chamado de "fluido de emulsão termicamente ativado" ou TAME (*Thermally Activated Mud Emulsion*), o qual oferece uma alta estabilidade poço.

#### 4.2.1.7. Sistemas inibidos por silicato

Trata-se de um sistema que contém sal e polímero utilizando silicato de sódio para uma inibição melhorada. O sistema foi desenvolvido para ser utilizado em áreas problemáticas, onde os fluidos à base de óleo ou orgânicos seriam os fluidos tecnicamente recomendado.

Inibição e estabilidade do poço são alcançadas quando os silicatos solúveis precipitam para formar uma película insolúvel de silicato que impede o contato da água com os folhelhos.

#### 4.2.2. Fluidos à base óleo (FBO)

A origem dos fluidos de perfuração não aquosos pode ser rastreada até a década de 1920 quando o petróleo bruto foi utilizado como fluido de perfuração (MI-SWACO, 1998). Segundo DARLEY (1988), em 1950 houve inúmeros relatos de experiências de campo favoráveis ao uso de fluidos à base de óleo. A conclusão foi de que a emulsificação de qualquer óleo refinado ou bruto melhorava o desempenho de fluidos à base de água, fato evidenciado por um aumento na taxa de perfuração e por uma redução de problemas típicos do poço.

As vantagens do petróleo como um fluido de perfuração são as seguintes (MI-SWACO, 1998):

- Não há hidratação e inchamento de argilas.
- A estabilidade do poço é melhorada.
- A produção é melhorada em reservatórios de arenito contendo argilas.

- Os problemas são reduzidos durante a perfuração de evaporitos.
- As propriedades do fluido são mais estáveis.
- A resistência à contaminação é maior.

Contudo, os óleos também têm certas características que são indesejáveis, pois são inflamáveis e podem conter compostos que danificam produtos de borracha, como mangueiras, anéis, juntas e elementos do *Blowout Preventer* (BOP). Muitos óleos contêm compostos tóxicos ou perigosos que causam danos à saúde e ao meio ambiente. Além disso, eles solubilizam muitos dos gases encontrados na perfuração de poços (gás natural, de dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio), o que interfere no processo de detecção. Outra desvantagem é que os óleos flutuam na água e podem atingir distâncias significativas a partir de sua origem.

Várias abordagens diferentes têm sido utilizadas para o uso de produtos provenientes do petróleo em fluidos de perfuração. Neste sentido, fluidos à base de óleo diesel, foram desenvolvidos na década de 1940, usando água emulsionada para controlar e manter as propriedades desejáveis, tais como a redução da perda de filtrado e aumento da viscosidade.

Preocupações ambientais na década de 80 levaram à utilização dos chamados óleos minerais, apesar do óleo diesel também ser um óleo mineral. Trata-se de óleos altamente refinados que são menos tóxicos e ambientalmente mais aceitáveis do que o diesel. Óleos minerais contêm uma menor concentração de compostos aromáticos quando comparados com o diesel. Embora não sejam tão tóxicos quanto o diesel, ainda não podem ser aceitáveis para uso em determinados locais ambientalmente sensíveis, dependendo das normas ambientais locais. Óleo diesel, óleos minerais e os fluidos sintéticos são todos fluidos não aquosos e a escolha da base que será usada para uma aplicação específica dependem da seleção de uma formulação que irá proporcionar um equilíbrio razoável entre aceitabilidade ambiental, o custo de eliminação de resíduos, o custo do fluido, desempenho e disponibilidade.

Um método utilizado para comparar os óleos minerais é o teor de aromáticos. Existem vários métodos para medir e relatar o conteúdo de óleos aromáticos. Um padrão proposto é chamado de hidrocarbonetos policíclicos (ou polinucleares) aromáticos (PAH). Impulsionada pela necessidade de um melhor desempenho só obtido com o uso de fluidos de perfuração à base de óleo, ao mesmo tempo em que atenda normas ambientais cada vez mais rígidas para locais *offshore*. A indústria introduziu outros fluidos não-aquosos "sintéticos" no mercado como uma alternativa.

#### 4.2.3. Fluidos à base de compostos orgânicos sintéticos (FBS)

Estes são fluidos que possuem como base, ou fase contínua, substâncias orgânicas sintetizadas na indústria. Ésteres, acetais, éteres, olefinas e outros solventes sintéticos estão entre os compostos que têm sido utilizados como base em fluidos sintéticos. Esses fluidos são mais caros do que aqueles à base de água, óleo diesel ou óleo mineral, mas o desempenho na perfuração dos fluidos de base sintética geralmente compensa esse custo maior em operações *offshore*.

Nestas formulações a água está presente em menor proporção com relação à base sintética e por isso também são chamadas de emulsões invertidas, pois geralmente atendem à razões ditas óleo/água mínimas de 60/40 respectivamente. Seu desempenho operacional é semelhante à dos fluidos à base de óleo, até quanto aos aditivos utilizados, que muitas vezes são os mesmos, mas por possuírem propriedades físicas diferentes, requerem concentrações diferentes dos aditivos para alcançar as mesmas propriedades. Estes produtos são emulsificantes, agentes umectantes, modificadores reológicos, controladores de filtrado e diluentes.

Atualmente existem os seguintes sistemas que compõem as bases sintéticas:

- Éter.
- Acetal.
- Éster.
- Polialfaolefina (PAO – *Poly-Alpha Olefin*).
- Olefinas internas (IO – *Internal Olefin*).
- Olefinas alifáticas (LAO – *Linear Alpha Olefin*).
- Parafinas (LP – *Linear Paraffin*).

A escolha do sistema depende das condições locais específicas, que envolvem não apenas questões logísticas e comerciais, mas também consideram as questões ambientais regulatórias, como será mostrado mais adiante. Contudo, ainda como parte integrante da revisão técnica, antes de apresentar tais questões, uma rápida revisão sobre os materiais sintéticos é importante para a que se possa abordar algumas de suas aplicações e restrições ambientais.

#### 4.2.3.1. Primeira geração de fluidos de base sintética

PAOs, ésteres, éteres e acetais fazem parte da primeira geração de fluidos de base sintética. De maneira generalizada, ésteres, éteres e acetais, conforme mostrado na Figura 7, são substâncias orgânicas que contêm oxigênio em suas estruturas, mas possuem diferentes formas de síntese química ou biológica.

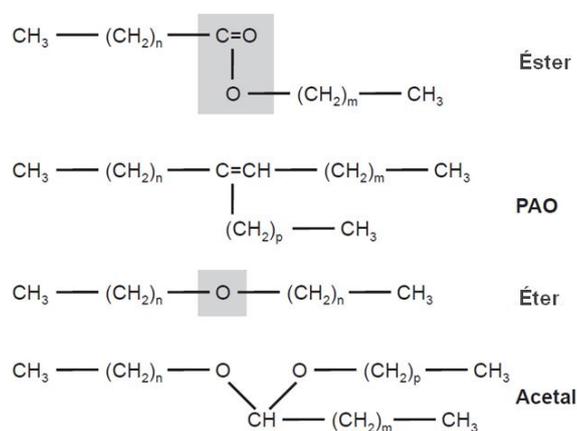


Figura 7: Estruturas da primeira geração de fluidos de base sintética.

Fonte : M-I SWACO (1998) com adaptações

Os ésteres podem ser produzidos pela reação, catalisada por ácido, entre ácidos graxos vegetais com vários álcoois. Na molécula de éster, os dois oxigênios criam um site de carbono ativo, que é suscetível ao ataque de reagentes ácidos ou básicos. O resultado seria uma degradação do éster para dar o álcool correspondente e o ácido carboxílico. É esse processo de degradação que oferece aos fluidos de base sintética, tal como o éster, uma taxa de biodegradação rápida em testes de laboratório em condições submarinas. Além disso, fluidos à base de éster possui teores de hidrocarbonetos aromáticos totais muito baixos, conseqüentemente possuem baixa toxicidade marinha. No entanto, em temperaturas elevadas não são tão estáveis quanto os demais fluidos de base não aquosa, por serem menos resistentes ao ataque químico de ácidos e bases. Durante a perfuração, as preocupações quanto ao uso de ésteres se concentraria em torno de aplicações de alta temperatura, contaminação de cimento e influxo de gás ácido. Ésteres podem ser quimicamente projetados ajustando-se os lados das cadeias alquilas para ter uma maior estabilidade térmica.

Os éteres são formados pela reação de condensação de um álcool, gerando um hidrocarboneto saturado. Os éteres são mais estáveis, tanto química quanto

biologicamente, do que os ésteres e acetais, uma vez que o oxigênio do éter é pouco reativo. Esse fator, combinado com seu peso molecular e ao grau de ramificação em sua cadeia carbônica, contribuem para que a taxa de degradação de um fluido de base sintética contendo éter seja lenta.

No caso dos acetais, sua reatividade é um pouco diferente da do éter. Os acetais são formados pela reação de um aldeído com um álcool e catalisada por ácido. Como o éter, ele exibe estabilidade hidrolítica em altas temperaturas e sob condições básicas típicas dos fluidos de perfuração do tipo emulsões inversas. Em condições ácidas, no entanto, resultam na hidrólise do acetal, formando os componentes de sua base, álcool e aldeído. Existe a possibilidade das cadeias laterais de hidrocarbonetos serem otimizadas para obter-se um bom equilíbrio de propriedades físicas como um fluido de perfuração e reatividade química de requisitos técnicos e ambientais.

Ao contrário dos ésteres, éteres e acetais, as PAOs não contêm oxigênio e, portanto, são estáveis a altas temperaturas, alta alcalinidade, na presença de gases ácidos e outros contaminantes químicos. Além disso, suas propriedades reológicas são mais adaptáveis em águas profundas. Em virtude de suas matérias primas básicas e do seu processo de fabricação, possuem um baixo teor de hidrocarbonetos aromáticos totais e conteúdo de hidrocarbonetos poliaromáticos e baixa toxicidade marinha. São hidrocarbonetos sintéticos, produzidos exclusivamente pela reação de substâncias químicas específicas, não sendo destilados a partir do petróleo. PAOs são alcenos ramificados ou alcanos ramificados, esta ramificação, no entanto, faz com que sua taxa de degradação seja muito mais lenta do que hidrocarbonetos lineares como o LAOs, OI ou LPs.

#### 4.2.3.2. Segunda geração de fluidos de base sintética

Os LAOs, IOs, e LPs fazem parte da segunda geração de fluidos de base sintética. A estrutura geral de uma olefina interna, de uma olefinas alfa linear e de uma parafina linear estão representados na Figura 8.

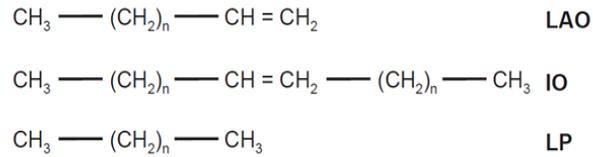


Figura 8: Estruturas da segunda geração de fluidos de base sintética.

Fonte : M-I SWACO (1998).

Estas moléculas, como as PAOs, contêm apenas carbono e hidrogênio. Elas são muitas vezes chamadas de hidrocarbonetos sintéticos quando são derivados estritamente a partir de um processo sintético, ao contrário daqueles que envolvem refino de petróleo.

As Poli-Alfa-Olefinas, Olefinas Internas e Olefinas Alfa Lineares são, essencialmente, da mesma família química – as olefinas. Todas elas são fabricadas a partir de etileno puro, que faz papel de um monômero devido ao fato de oligomerizar<sup>13</sup> e formar as LAOs. Com o aquecimento adequado e o auxílio de catalisadores, este processo pode ser levado adiante, ligando os oligômeros em moléculas ramificadas e passando então a formarem as Poli-Alfa-Olefinas. Depois que os materiais LAO, IO ou PAO são formados, eles são destilados para isolar determinadas faixas de peso molecular com base no número total de carbono. Por exemplo, LAOs variam em peso molecular de aproximadamente 112 (C<sub>8</sub>H<sub>16</sub>) a 260 (C<sub>20</sub>H<sub>40</sub>).

As OI são sintetizadas por isomerização<sup>14</sup> das LAOs, através do aquecimento da LAO com auxílio de um catalisador. Com isso ocorre a isomerização, ou seja, como foi dito antes, apenas a estrutura do material é alterada e não o seu peso molecular. Portanto, a LAO C<sub>16</sub>C<sub>18</sub> é convertida para um IO C<sub>16</sub>C<sub>18</sub> com a mesma proporção de elementos C<sub>16</sub>H<sub>32</sub> e C<sub>18</sub>H<sub>36</sub>. A diferença estrutural entre os produtos IO e LAO é que a ligação dupla está no carbono terminal ou na posição alfa na LAO, enquanto que na IO a dupla ligação está entre dois átomos de carbono internos. Esta variação de estrutura resulta em diferenças nas propriedades físicas entre os materiais LAO e IO de pesos moleculares idênticos.

As parafinas lineares são quimicamente similares aos produtos LAO e IO, exceto pelo fato de não conterem duplas ligações em sua cadeia de carbono e como a

<sup>13</sup> Oligomerização é um produto de polimerização de baixo peso molecular.

LAO, são essencialmente lineares. A ausência da ligação dupla e a linearidade da molécula em uma LP elevam o seu ponto de fluidez e sua viscosidade cinemática em relação às da LAO ou da IO contendo o mesmo número de átomos de carbono. Portanto, para ajustar a composição de um fluido à base de parafina e obter as propriedades de fluxo adequadas para um FBS, devem ser utilizadas LPs de menor peso molecular. Contudo, essas LPs de menor peso molecular afetam outras propriedades, como ponto de inflamabilidade e a formação de vapores, bem como características ambientais como toxicidade e biodegradação. Parafinas lineares podem ser fabricadas por qualquer rota puramente sintéticas ou por um processo de refino que inclui várias etapas de hidrocraqueamento.

---

<sup>14</sup> A isomerização provoca alterações na estrutura de uma molécula, mas não sua composição atômica.

## CAPÍTULO 5

### AVALIAÇÃO ATUAL DOS IMPACTOS AMBIENTAIS NA ETAPA DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE ÓLEO E GÁS

Este capítulo estabelece um cenário crítico dos impactos ambientais atualmente reconhecidos pelos operadores e controlados por órgãos que regulamentam as questões ambientais relativas aos fluidos de perfuração.

Reforçando o objeto de estudo deste trabalho, há pouco mais de dez anos atrás, BURKE *and* VEIL (1995) alertaram que o uso de mecanismos de comando e controle no chamado *end-of-pipe* se opõe diretamente às políticas ambientais que apoiam a redução de impactos ambientais na fonte. De uma maneira geral, os autores desenvolveram um relatório que defendia, por meio de diversos resultados de pesquisas comparativas, uma maior flexibilidade regulatória da EPA com relação à facilitação da introdução de tecnologias alternativas de controle à poluição. Na verdade, tal relatório abordava a questão de uma melhor aceitação de fluidos de base sintética, mas retomava a ideia de identificar toda a área de influência, além de repensar nas demais questões relevantes aplicáveis às avaliações ambientais do uso dos fluidos de perfuração.

Abaixo segue a descrição da evolução das políticas ambientais de acordo com os mecanismos de comando e controle criados ao longo dos anos. São mostrados aqui os impactos ambientais e as maneiras através das quais são quantificados e avaliados, confrontando os procedimentos com alguns estudos recentes que ratificam ou se opõem a tais testes, e assim expressam a necessidade de um número maior de pesquisas que auxiliem a avaliação ambiental dos fluidos utilizados na perfuração.

#### 5.1. OS EFEITOS PROMOVIDOS PELO DESCARTE DOS RESÍDUOS DA PERFURAÇÃO

Como resultados da revisão das publicações mais recentes que retomaram tais questões, vários impactos importantes relacionados com os descartes de fluido e cascalho foram identificados. De uma maneira geral, alguns impactos são provocados na coluna d'água por componentes tóxicos e partículas em suspensão, enquanto outros são provocados nos sedimentos.

### 5.1.1. Efeitos na coluna d'água

A preocupação com os efeitos sobre os organismos presentes na coluna d'água se dá principalmente com os fluidos a base de água, pois estes se dispersam na coluna d'água ao contrário dos fluidos de base não aquosa (CLODFELTER *et* RATLIFF, 2001). Para os fluidos de perfuração, em analogia ao descarte de águas produzidas, os impactos ambientais na coluna de água variam bastante, pois são previstos com base em informações sobre as condições locais oceanográficas, além de volumes e composição química do descarte (REED *et al.*, 2001).

Os efeitos físicos são controlados segundo a EPA (1999) pelo parâmetro chamado Teor de Sólidos Suspensos (TSS) e os fatores contribuintes para a intensificação desse teor são compostos por dois componentes: os cascalhos em si e os sólidos com fluidos de perfuração aderidos em sua superfície. As fontes de sólidos no fluido de perfuração são principalmente o agente adensante e os agentes de controle de filtrado e controle reológico. A maioria dos produtos químicos presentes nos fluidos descartados estão listados como produtos químicos PLONOR<sup>15</sup>, ou seja, substâncias ou preparações utilizadas e descarregadas no mar, consideradas de pouco ou nenhum risco para o meio ambiente (OSPAR, 2004). Segundo SMIT, HOLTHAUS, KAAG, *et al.* (2006), SMIT, HOLTHAUS, TAMIS, *et al.* (2006), que desenvolveram os valores limites para o efeito das perturbações físicas, declararam esperar que produtos químicos PLONOR, pouco contribuam para os efeitos tóxicos dos descartes de perfuração em geral. No entanto, podem causar efeito tóxico na biota da coluna de água a partir de partículas em suspensão, bem como impactos no ambiente bentônico. Contudo, ALTIN (2007) contraria esta visão, sugerindo ser pouco provável que tais substâncias causem nenhum dano à biota e que todos os produtos químicos adicionados devem ser incluídos a partir de uma avaliação de risco potencial se forem usados em quantidades consideráveis.

### 5.1.2. Efeitos no sedimento

O descarte dos cascalhos é de natureza mais complexa e gera efeitos sobre a biota dos sedimentos uma vez que incluem substâncias aderidas, mesmo após processo de tratamento *offshore*. Dados provenientes da costa atlântica do Canadá, onde o limite para descarte de cascalho contendo fluido à base de óleo sintético é de 6,9% em massa,

---

<sup>15</sup> PLONOR: *Pose Little or No Risk*

verificaram que o desempenho dos sistemas de tratamento de resíduos de perfuração *offshore* que utilizaram fluido de base não aquosa entre os anos de 2002 e 2007 raramente alcançaram concentração de 6,9% (CHARLES *et. SAYLE*, 2010). Os cascalhos podem causar impacto físico à biota, além do impacto tóxico causado por substâncias químicas aderidas. Esses impactos agem por distúrbios físicos tais como aumento da taxa de sedimentação, mudanças no tamanho dos grãos do sedimento, aumento do número de partículas suspensas na coluna d'água, sufocamento dos organismos presentes no assoalho marinho, bem como sua intoxicação química e redução do oxigênio nos sedimentos (SMIT, HOLTHAUS, KAAG, *et al.*, 2006, SMIT, HOLTHAUS, TAMIS, *et al.* 2006, SMIT, JAK, *et al.*, 2008). Segundo estudo realizado por RYE *et al.* (2007) os descartes durante uma perfuração de exploração *offshore* são, geralmente, intermitentes e promovem impacto sobre a biota presente na coluna de água e no sedimento, mas possuem durações diferentes. Durante e logo após o descarte, a influência se evidencia na coluna d'água, mas com o depósito dos cascalhos no assoalho marinho a influência se desloca para o sedimento. O mesmo estudo conclui que esses descartes, na maioria dos casos, geram impacto apenas temporário na coluna d'água, enquanto os efeitos dos sedimentos são de natureza crônica. Recentemente, CHARLES *et. SAYLE* (2010) publicaram um trabalho que resume os resultados de diversos estudos sobre os efeitos ambientais do descarte de cascalho contendo fluido à base de substâncias orgânicas sintéticas entre os anos de 2002 e 2008. Os resultados mostram que os efeitos ambientais sobre as comunidades bentônicas, presentes no assoalho marinho, limitam-se a menos de 500 metros do ponto de descarte e indicam que a recuperação destas comunidades começa dentro de alguns anos após a perfuração.

## 5.2. OS IMPACTOS AMBIENTAIS

### 5.2.1. Toxicidade

Os fluidos de perfuração são compostos, principalmente de uma base, sua fase contínua e presente em maior quantidade. Quando essa base se caracteriza por uma substância oleaginosa pode ser tóxica por conter poluentes tais como hidrocarbonetos poliaromáticos (PAHs), monoaromáticos (BTEX), alifáticos e fenóis alquilados. Como essas substâncias não possuem afinidade com a água, a preocupação com a toxicidade promovida por fluidos de base não aquosa é sobre os bentos, ou os seres que vivem no fundo do mar (CLODFELTER *et RATLIFF*, 2001).

HPAs são tóxicos e persistentes e se estiverem presentes em concentrações significativamente elevadas sobre o sedimento marinho, podem apresentar efeito tóxico aos organismos vivos deste sedimento (NEFF, 2002). Segundo a EPA (1999), fluidos de base sintética geralmente não contêm HPA, enquanto os fluidos a base de óleo diesel contêm de 5 a 10% e o óleo mineral normalmente contém 0,35%. Tanto os BTEX quanto os fenóis alquilados podem ser descartados com os resíduos de perfuração se os sistemas de fluido forem contaminados com hidrocarbonetos provenientes da formação rochosa perfurada. Hidrocarbonetos alifáticos de baixo peso molecular têm solubilidades superiores às suas concentrações tóxicas agudas e podem exercer efeito tóxico quando presentes em água ou sedimentos em concentrações elevadas. No entanto, como ambos são voláteis e facilmente biodegradáveis, não é suficientemente persistente para causar efeito tóxico (ALTIN et al., 2008). Já os hidrocarbonetos alifáticos com pesos moleculares mais altos têm solubilidades em água mais baixa que as suas concentrações tóxicas agudas e são facilmente biodegradados. No entanto, podem causar efeito negativo para os ecossistemas bentônicos, alterando os sedimentos ou causando o esgotamento de oxigênio pelo enriquecimento orgânico (ALTIN et al., 2008).

O controle do descarte destas substâncias é feito através do teste de radiância estática ou “*Static Sheen test*”, indicativo de contaminação de óleo da formação. Caso seja comprovada a existência de óleo, realiza-se o teste de retorta para avaliar a quantidade de hidrocarbonetos, onde uma massa conhecida de cascalhos é aquecida até vaporizar os líquidos aderidos. Posteriormente os vapores são condensados e coletados em um receptor graduado. A EPA (1999) mantém a proibição do descarte de óleo livre, conforme determinado pelo teste de brilho estático. Sob esta proibição, cascalho de perfuração não pode ser descartado quando o fluido de perfuração possuir quantidade superior a 1%.

#### 5.2.1.1. Toxicidade aguda

A toxicidade aguda é controlada por um parâmetro chamado  $CL_{50}$  96h, ou seja, a concentração letal para que 50% dos organismos sejam mortos num período de 96 horas. Neste teste, uma espécie de Micedáceo de nomenclatura científica *Mysidopsis Bahia*, é submetida a uma amostra de fluido, buscando reproduzir as mesmas condições de descarte no ambiente marinho. Esses organismos são expostos a uma fração de particulado suspenso (FPS), gerada a partir de uma diluição de uma amostra do fluido

até a proporção de 1:9 em água do mar, que é agitada por 5 min e decantada por uma hora, segundo metodologia descrita em NBR 15.469 (ABNT, 2007). CL<sub>50</sub> 96h serve de parâmetro para o estabelecimento do limite de toxicidade, que não pode estar abaixo de 3% da FPS. Segundo VEIGA (1998), o organismo *Mysidopsis Bahia*, pode ser substituído no Brasil pelo *Mysidopsis Juniae* para a avaliação de toxicidade de fluidos de perfuração na costa brasileira. Segundo o mesmo autor, por ser da mesma família do organismo americano, apresenta biologia semelhante, e se pode considerar o mesmo limite de tolerância adotado para o organismo do teste americano. É importante ressaltar que o teste CL<sub>50</sub> 96h avalia apenas a toxicidade sobre organismos presentes na coluna d'água e para a permissão do descarte dos fluidos a serem utilizados no processo de perfuração a CL<sub>50</sub> 96h com esses organismos deve encontrar-se acima desse limite preestabelecido.

#### 5.2.1.2. Toxicidade crônica

Para avaliar a toxicidade crônica em organismos presentes no sedimento, os ovos de uma espécie de ouriço de nomenclatura científica *Lytechinus variegatus* é submetida a diferentes diluições da FPS do fluido para que seja avaliada a concentração que causa retardamento no desenvolvimento larval e/ou ocorrência de anomalias nas condições teste, segundo metodologia descrita em NBR 15350 (ABNT, 2006). Neste teste são medidos a maior concentração de efeito não observado (CENO), concentração de efeito observado (CEO) e o valor crítico (VC), que representa a concentração aceitável da amostra, dada pela media geométrica entre CENO e CEO. Segundo a EPA (1999) apesar de haver dados disponíveis sobre a toxicidade dos fluidos sintéticos e de suas bases, tanto no Mar do Norte quanto nos Estados Unidos, as informações somente permitem grandes generalizações, sendo insuficientes para se chegar a conclusões significativas. No Brasil, são escassos os estudos sobre testes de toxicidade com organismos marinhos bentônicos. Apesar de já existirem metodologias com determinadas espécies da costa brasileira, não há nenhum organismo sendo utilizado de maneira rotineira para a avaliação da toxicidade de sedimentos marinhos, fato que dificulta a avaliação dos fluidos sintéticos (EA1).

#### 5.2.2. Teor de metais

Uma atenção especial deve ser dada à presença de metais pesados na barita (NEFF, 2007). A maioria dos metais associados aos descartes de perfuração é

proveniente de traços de impurezas em fluidos contendo barita, ilmenita, e argila, bem como cascalhos da formação rochosa. Com base na sua maior proporção em descartes de perfuração e sua potencial toxicidade para os organismos marinhos, incluem de bário, arsênico, cromo, cádmio, cobre, ferro, chumbo, mercúrio, níquel e zinco (NEFF, *et al.*, 2000, NEFF, 2005, NEFF, 2007). Existem padrões de lançamentos para controlar os níveis de metais tóxicos poluentes baseados nas quantidades de mercúrio e cádmio, pois segundo a EPA (1999) é provável que outros metais tenham suas concentrações reduzidas caso o operador utilize uma barita que atenda aos limites para conteúdo de mercúrio e cádmio de 1 mg/kg e 3 mg/kg respectivamente. Contudo, estudos realizados por UKOA (2002) demonstram a baixa biodisponibilidade dos metais pesados presentes nas pilhas de cascalhos formadas nas proximidades das plataformas de perfuração no Mar do Norte, mesmo em águas rasas e de baixa intensidade hidrodinâmica.

### 5.2.3. Biodegradabilidade

Dependendo das correntes de fundo e temperatura, a taxa de biodegradação dos fluidos pode causar redução do teor de oxigênio dissolvido, por ser consumido pelos organismos do sedimento durante a digestão da matéria orgânica. Compostos orgânicos nos descartes de perfuração incluem componentes dos fluidos de perfuração ou compostos provenientes da eventual contaminação com petróleo ou hidrocarbonetos da formação durante a perfuração. Os compostos orgânicos que degradam rapidamente reduzem as concentrações de oxigênio dissolvido mais rapidamente do que as que degradam mais lentamente. No entanto, a EPA (1999), considera que a biodegradação rápida é ambientalmente preferível, apesar do aumento risco de hipoxia<sup>16</sup> temporária. Segundo a agência, esta posição é apoiada pela publicação de pesquisas que mostram que quanto mais rápido biodegradam, mais rápido será o início da recuperação dos organismos bentos. Além disso, esse processo reduz o tempo de exposição, o que pode afetar o potencial de bioacumulação e os efeitos tóxicos dos compostos. Contudo, (FRIEDHEIM e CONN, 1996) discordam, afirmando que uma degradação rápida é letal aos bentos, pois o alto consumo de oxigênio da água estabelece condições anóxicas<sup>17</sup> no meio. A agência americana reconhece que não existe um consenso na comunidade científica sobre esta questão, mas sugere que o enriquecimento orgânico do sedimento

---

<sup>16</sup> Hipoxia: Redução de oxigênio dissolvido.

<sup>17</sup> Anoxia: ausência de oxigênio dissolvido.

seja um dos principais impactos associados ao descarte de cascalhos contendo fluido aderido (EPA, 2000).

Segundo NEFF *et al.* (2000), a metodologia 306 da OECD (*Organisation for Economic Cooperation & Development*) é considerada mais apropriada para este tipo de avaliação. Esta metodologia é adotada no Brasil e também requerida pela OSPAR na regulamentação da atividade de perfuração *offshore*. Em linhas gerais este método avalia a concentração de oxigênio dissolvido numa amostra de água do mar contendo a base e outra contendo o fluido em concentração predeterminada, onde é contado o número de bactérias heterotróficas presentes. A concentração de oxigênio é analisada após 5, 15 e 28 dias e revela o consumo líquido de oxigênio na amostra.

#### 5.2.4. Bioacumulação

Outro impacto está na bioacumulação de poluentes tóxicos nos tecidos de organismos marinhos. Quanto maior a propensão de biodegradação, mais improvável será o acúmulo significativo nos organismos marinhos. Além disso, quanto menor a solubilidade em água, menor será a bioacumulação devido à consequente baixa disponibilidade no leito marinho. Este impacto é indicado por um coeficiente de partição octanol-água ( $K_{ow}$ ) que é usado para verificar se certo fluido e seus componentes se dissolvem mais facilmente no octanol ou na água. Neste caso, o octanol representa o lipídio, presente nas células vivas e solúveis nos álcoois e pouco solúveis na água (SAASEN, BERNSTEIN *et al.* 2000).

A EPA determinou que para os fluidos de base sintética, não se espera bioacumulação significativa por causa de sua solubilidade em água muito baixa e da baixa biodisponibilidade consequente. A sua propensão para biodegradar torna ainda mais improvável que significativamente se acumulem nos organismos marinhos.

A EPA (1999) identificou que alguns produtos químicos hidrofóbicos como, por exemplo, fluidos de base de éster, que têm um  $\log K_{ow}$  menor que 3-3,5 podem bioacumular rapidamente nos tecidos de organismos marinhos. Por outro lado, produtos químicos hidrofóbicos, como por exemplo, olefinas internas C16-C18, várias polialfa-olefinas, e n-parafinas C18, com um  $\log K_{ow}$  superior a cerca de 6,5-7 não bioacumulam porque sua solubilidade em ambas as fases é muito baixa.

### 5.3. AS POLÍTICAS AMBIENTAIS NO MUNDO

Os principais problemas ambientais discutidos atualmente que se encontram associados com o uso dos fluidos de perfuração se relacionam com o desempenho ambiental a partir do uso e descarte. No final dos anos 1970, tornou-se evidente que os descartes residuais provenientes de operações de perfuração poderiam ter efeitos indesejáveis sobre a biota marinha. Segundo defende PATIN (1999), os possíveis prejuízos ecológicos causados pela introdução de impactos ambientais em grande escala sobre o ambiente *offshore*, podem se espalhar rapidamente sobre áreas enormes de qualquer fronteira política e zona econômica e sendo assim, a importância internacional de gestão ambiental, controle, e regulação não pode ser subestimada.

O *United States Environmental Protection Agency* (EPA), órgão que regulamenta os descartes de todos os poluentes, incluindo fluidos de perfuração em áreas *offshore* nos Estados Unidos, foi pioneiro no uso de padrões baseados em tecnologia de tratamento de efluentes para emitir licenças para o descarte de resíduos para os operadores da indústria de óleo e gás. No ano de 1979, a EPA emitiu o *Effluent Limitations Guidelines* (ELG) com o objetivo de reduzir os descartes no mar de fluidos de perfuração e outros efluentes baseados no uso da melhor tecnologia possível ou *Best Practicable Technology* (BPT). Naquela época, a única limitação foi a proibição de óleo livre, conforme determinado pelo teste de brilho estático (44 *Federal Register* 22.069). Em 1993, a EPA propôs o ELG *offshore*, representando a primeira proposta *end-of-pipe* de norma para avaliar a toxicidade de descartes de fluidos de perfuração *offshore* (58 *Federal Register* 12454). Através desse novo Guia, a EPA colocou várias limitações adicionais relativas ao descarte de fluidos e cascalhos:

- Proibição do descarte de cascalho contendo óleo livre, detectado pelo teste de brilho estático.
- Limitação da toxicidade.
- Limitações do teor de cádmio e mercúrio contidos na barita usada nas formulações.
- A proibição de descarte de fluidos e cascalhos que contivessem óleo diesel.
- A proibição de descarte de fluidos de perfuração e cascalhos de perfuração dentro de três milhas da costa.

Mais recentemente, no ano de 2001, o mesmo órgão tornou efetiva a regulação *Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for Synthetic-Based and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category* (40 *Federal Register Part 9 and 435*). Com esse novo regulamento foram estabelecidas novas diretrizes baseadas em normas para o descarte de fluidos de perfuração de base sintética e outros fluidos não aquosos provenientes de operações de perfuração de óleo e gás em águas dos Estados Unidos. A regra final permite o descarte controlado de cascalhos contendo fluidos de base sintética em qualquer lugar ao longo da área *offshore* nos Estados Unidos a uma distância de três milhas da costa, exceto no Alasca. Além disso, esse regulamento proíbe o descarte de fluidos de base sintética não aderidos aos cascalhos de perfuração no litoral de *Cook Inlet*, no Alasca e também em todas as águas dos Estados Unidos.

Anteriormente, a EPA chegou a considerar o requisito chamado "descarte zero" para cascalhos contendo fluidos de perfuração de base sintética aderidos. Mas este novo guia reconheceu que, sob este requisito a maioria dos operadores diminuiria o uso de fluidos de base sintética em favor de fluidos à base de óleo e à base de água devido ao menor custo unitário. Tal fato geraria diversos problemas devido ao uso de formulações menos eficientes. A vantagem do custo dos fluidos de base sintética em comparação com os a base de óleo é que o descarte de cascalhos é permitido, o que poupa os custos de transporte e disposição final *onshore* para cascalhos contaminados. Já para o caso dos fluidos à base de água, as perfurações realizadas podem gerar entre 7.000 a 13.000 barris de resíduos por poço (MORTON, 2005). Estes resíduos podem ser descartados no mar porque geram um impacto benigno no ambiente marinho. Contudo, considerando que o volume médio de resíduos provenientes de perfurações com fluidos de base sintética é estimado em 2.000 a 8.000 barris por poço (MORTON, 2005), o volume de resíduos a serem descartados no mar no caso da perfuração com fluidos à base de água é muito maior.

O presente trabalho não identifica nenhuma metodologia padronizada ou geralmente aceita mundialmente para avaliação de impacto ambiental. Operadores têm usado uma variedade de métodos para gerenciar resíduos de perfuração, normalmente movidos por regulamentações governamentais locais, influenciadas pela EPA, e considerações de custo. Um exemplo se deu em 1997, quando autoridades Norueguesas também exigiram a ideia de "descarte zero" para o mar até o final do ano de 2005. Empresas de exploração e produção ativas na Noruega iniciaram o desenvolvimento de

uma ferramenta de avaliação de risco para a gestão ambiental dos descartes de águas produzidas (SINGSAAS *et al.* , 2008). A partir deste projeto o fator de impacto ambiental para água produzida (ou *Environmental Impact Factor for Produced Water - EIF<sub>PW</sub>*) foi desenvolvido (JOHNSEN *et al.* 2000). O EIF<sub>PW</sub> é um indicador de risco ambiental, cujo propósito é ajudar a indústria no desenvolvimento de uma estratégia para atender a tal exigência. O uso desta ferramenta é atualmente exigido pelas autoridades norueguesas em relatórios e planejamento de ações de gestão ambiental para redução do potencial de efeitos nocivos ambientais associados aos descartes de água produzida.

Neste sentido, a fim de se desenvolver um EIF para os descartes de perfuração (ou *Environmental Impact Factor for Drilling Discharges - EIF<sub>DD</sub>*), posteriormente foi desenvolvido outro projeto conjunto na indústria. Para tanto, o *Environmental Risk Management System (ERMS)*, realizou um trabalho num programa de quatro anos, iniciado em 2003 e finalizado em 2007. Este programa gerou os resultados mais recentes disponíveis atualmente e foi financiado pelas empresas ConocoPhillips, Eni, Exxon-Mobil, Hydro, Petrobras, Shell, Statoil e Total. Além disso, tais empresas também contribuíram com o fornecimento de dados científicos durante o programa (SINGSAAS *et al.* , 2008). O objetivo principal foi considerar as abordagens disponíveis para o desenvolvimento de critérios de qualidade ambiental para ambos coluna de água e sedimentos, e chegar a um consenso sobre as abordagens mais adequadas para os impactos tóxicos.

Como resultado desses novos estudos desenvolvidos, foram identificados seis principais impactos relacionados com o descarte de resíduos provenientes de operações de perfuração *offshore* (FROST *et al.* 2006, SMIT, J., *et al.* 2006). Além disso, foi mantida a investigação das impurezas de metais pesados em barita (NEFF, 2007). O projeto cumpriu as recomendações do Documento de Orientação Técnica sobre Avaliação de Riscos, ou *Technical Guidance Document (TGD)* para o cálculo da concentração sem efeitos prevista, ou *predicted no effect concentration (PNEC)* para as substâncias relevantes. De acordo com os riscos ambientais TGD, no caso dos produtos químicos podem ser estimados pelo cálculo da razão entre a concentração ambiental prevista, ou *predicted environmental concentration (PEC)*. A PEC é uma estimativa da concentração de uma substância à qual a biota será exposta durante e após a alta do produto químico. Os cálculos são explicados em detalhes, tanto para a coluna de água e

sedimentos por RYE *et al.* (2007). Esta identificação provê a base para a gestão ambiental ou novas decisões regulatórias.

#### 5.4. AS POLÍTICAS AMBIENTAIS NO BRASIL

Este item apresenta uma síntese do artigo “Novas tendências do licenciamento ambiental das atividades de perfuração de poços de petróleo *offshore*”, publicado na íntegra no Congresso Internacional de Administração – ADM 2010, realizado entre os dias 20 e 24 de setembro de 2010. O mesmo artigo foi também publicado na Edição 341/ 2012 da Revista Petro & Química. Aqui será tratado o sistema de licenciamento para a atividade de perfuração de poços de petróleo de maneira que permite prever as futuras adequações propostas pelo órgão licenciador mediante as vulnerabilidades identificadas. Entende-se que o sistema de licenciamento ambiental de atividades de perfuração de poços de petróleo e gás natural ainda é recente no Brasil, logo, tanto o órgão licenciador, quanto as empresas operadoras estão incipientes. A partir das informações coletadas fica claro que se caminha para uma melhoria contínua no sistema de licenciamento ambiental da atividade de perfuração de poços de petróleo.

Com a abertura do monopólio da exploração do petróleo no final da década de 1990, o Brasil vem apresentando um desempenho bastante positivo em sua produção de petróleo e gás, ao ponto de se tornar autosuficiente em 2006 e atingir em 2008 o recorde de exportação de 733 mil barris por dia de petróleo. O maior destino das exportações foram os Estados Unidos, respondendo por 32%. Em seguida vem a Índia com 22%, a China com 20%, a Europa com 18%, e o Japão e Canadá com 4%<sup>18</sup>.

Além disso, o Brasil também vem se destacando internacionalmente devido ao acúmulo de experiência na prospecção e exploração de reservas ultraprofundas. A Petrobras registrou três recordes de produção de petróleo em 2010, quando a companhia atingiu um patamar de produção superior a 2 milhões de bpd, recorde anual no Brasil, enquanto a produção total, incluindo gás natural no Brasil e todas as operações no exterior, alcançou 2,583 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), desempenho histórico<sup>19</sup>. Apesar das vantagens sociais e econômicas geradas pela

---

<sup>18</sup> Livre adaptação de informações presentes no site da Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/pt/noticias/recorde-de-exportacao-de-petroleo-em-marco>. Acesso em: Agosto/ 2010).

<sup>19</sup> Livre adaptação de informações presentes no site da Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/rs2010/pt/relatorio-de-sustentabilidade/desempenho->

produção do petróleo, esta nova fase também gera maiores riscos ao meio ambiente (TEIXEIRA, 2007).

O licenciamento é a única ferramenta utilizada pelo poder público, para conhecer e controlar as atividades utilizadoras de recursos naturais ou que sejam consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras (FIRJAN, 2004). No Brasil, o mercado, cada vez mais, exige empresas que cumpram a legislação ambiental. Além disso, os órgãos de financiamento e de incentivos governamentais, como o BNDES, condicionam a aprovação dos projetos à apresentação da licença ambiental. É obrigação do empreendedor, prevista em lei, buscar o licenciamento ambiental junto ao órgão competente, desde as etapas iniciais de seu planejamento até sua efetiva operação. O licenciamento é a base estrutural do tratamento das questões ambientais pela empresa (FIRJAN, 2004). É através do processo de licenciamento que o empreendedor inicia seu contato com o órgão ambiental. A polêmica em torno da utilização e descarte destes rejeitos, os tem colocado em posição de destaque no debate internacional sobre a proteção ambiental na etapa da exploração marítima. O Brasil vem exigindo uma legislação própria, principalmente após a abertura do setor petróleo no país.

Inicialmente, o órgão ambiental responsável pelo trabalho político e de gestão era a Secretaria Especial do Meio Ambiente (Sema), vinculada ao Ministério do Interior. A Sema teve um papel de articulação muito importante na elaboração da Lei 6938 de 31 de agosto de 1981. Foi um grande avanço, principalmente numa época onde a visão que existia era a de desenvolvimento a qualquer preço (IBAMA, 2006).

A Lei Federal 6.938 (1981), que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, é a primeira a mencionar a necessidade de licenciamento ambiental para os empreendimentos utilizadores dos recursos naturais efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes de causar degradação ambiental. Dentre seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, foi instituído:

- a) O Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), constituído por órgãos e entidades da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios, bem como as fundações instituídas pelo Poder Público, responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade ambiental;
- b) As competências do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), para assessorar, estudar e propor ao Conselho Superior

do Meio Ambiente (CSMA) diretrizes políticas governamentais para o Meio Ambiente e os Recursos Naturais, e deliberar, no âmbito de sua competência, normas e padrões compatíveis com o Meio Ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de vida;

c) O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), com a finalidade de coordenar, executar e fazer executar, como órgão Federal, a Política Nacional e as diretrizes governamentais fixadas para o Meio Ambiente, e a preservação, conservação e uso racional, fiscalização, controle e fomento dos recursos ambientais. (Lei Federal 6.938, 1981)

Desde então o licenciamento ambiental tornou-se obrigatório em todo o território nacional e de acordo com a Lei 9.605 (1989), conhecida como Lei de Crimes Ambientais, as empresas que funcionam sem licença ambiental estão sujeitas às sanções previstas em lei.

Dentre as resoluções criadas pode-se destacar, neste momento, a CONAMA 237 (1997) que afirma que todo empreendimento listado na resolução é obrigado a ter licença ambiental. Nessa relação de atividades sujeitas ao licenciamento ambiental existe a categoria “Extração e tratamento de minerais”, onde se encontra a atividade de “perfuração de poços e produção de petróleo e gás natural”. Ainda coloca que a licença ambiental para empreendimentos e atividades consideradas efetiva ou potencialmente causadoras de significativa degradação do meio dependerá de prévio Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente (EIA/RIMA). Ainda segundo a CONAMA 237, no caso das etapas da perfuração de petróleo, na esfera federal, o IBAMA é o responsável pelo licenciamento, uma vez que seus impactos ambientais ultrapassam os limites territoriais de um único estado, impedindo que órgãos estaduais se responsabilizem pelo licenciamento.

Quando se trata do segmento de petróleo e gás natural, a Resolução CONAMA 23 (1994) considera necessário o estabelecimento de critérios específicos para licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural. Essa resolução visa ao melhor controle e gestão ambiental através da implantação de procedimentos específicos para esse tipo de licenciamento. As atividades relacionadas que dependerão de prévio licenciamento ambiental nos termos desta Resolução são: perfuração de poços para identificação das jazidas e suas extensões; produção para pesquisa sobre a viabilidade econômica; e produção efetiva para fins comerciais. É atribuído aos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente e ao IBAMA, quando couber, a expedição as seguintes licenças:

- a) LICENÇA PRÉVIA PARA PERFURAÇÃO (LPper) – autoriza a atividade de perfuração, após apresentação do Relatório de Controle Ambiental (RCA), das atividades e a delimitação da área de atuação pretendida;
- b) LICENÇA PRÉVIA DE PRODUÇÃO PARA PESQUISA (LPpro) – autoriza a produção para pesquisa da viabilidade econômica da jazida, apresentando, o empreendedor o Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA);
- c) LICENÇA DE INSTALAÇÃO (LI) – autoriza, após a aprovação do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) ou Relatório de Avaliação Ambiental (RAA) e contemplando outros estudos ambientais existentes na área de interesse, a instalação das unidades e sistemas necessários à produção e ao escoamento;
- d) LICENÇA DE OPERAÇÃO (LO) – autoriza, 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. (Resolução CONAMA 23, 1994)

#### 5.5. ABERTURA DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

A Petrobras foi criada na década de 50, por meio da Lei nº 2.004 (1953) e durante quatro décadas o mercado de petróleo no Brasil foi monopólio estatal. A partir de 1994 o governo brasileiro anunciou sua intenção de alterar a legislação e permitir a exploração econômica dos setores ligados ao petróleo também à iniciativa privada. Em 1995 foi aprovado pelo Congresso Nacional o fim do monopólio da Petrobras e a abertura gradual do setor (TEIXEIRA, 2007). O direito à exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo no Brasil foi concedido através da Emenda Constitucional No. 9. Tal emenda foi regulamentada a 6 de agosto de 1997 através da lei No. 9.478, chamada Lei do Petróleo. Entre outras providências, a Lei do Petróleo instituiu a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis. Algumas de suas finalidades são as de promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção. A ANP também regula a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas. E por fim, elabora os editais e promove as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução.

Com o aumento das solicitações de licenças ambientais para atividades marítimas de exploração e produção após a abertura do mercado, o IBAMA criou em dezembro de 1998 um escritório de apoio no Rio de Janeiro, denominado Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear (ELPN). Desde então o IBAMA vem trabalhando para o aprimoramento dos processos de licenciamento no segmento de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Em 2006, foram publicadas no Diário Oficial da União mudanças na estrutura do IBAMA, onde a Diretoria de Licenciamento e Qualidade Ambiental (DILIQ) foi dividida em Diretoria de Qualidade Ambiental e Diretoria de Licenciamento Ambiental, dentro da qual foi criada a Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG), em substituição ao ELPN. A CGPEG está constituída por duas coordenações, uma de Exploração, responsável pelo licenciamento das atividades de sísmica e perfuração, e outra de Produção (IBAMA, 2006).

Segundo Porto *et al.* (2007), as etapas para a obtenção da LPper são as seguintes:

- Requisição do Termo de Referência;
- Apresentação da documentação necessária à CGPEG;
- Consulta e Pareceres;
- Emissão de Parecer Técnico;
- Emissão da Licença.

O Termo de Referência (TR) é um documento que possui como objetivo orientar os empreendedores na elaboração dos estudos e relatórios que submeterão ao órgão ambiental. Esse termo é fornecido pelo órgão ambiental mediante o requerimento da licença, seguindo uma estrutura típica, onde constam as informações exigidas e critérios a serem obedecidos pela empresa requerente, para cada empreendimento específico.

Este trabalho, uma vez focado na etapa da perfuração exploratória, apresentará no item abaixo uma discussão sobre a LPper . De um modo geral, abordará as questões quanto o estudo ambiental requerido.

## 5.6. AS QUESTÕES SOBRE O SISTEMA DE LICENCIAMENTO NO BRASIL

### 5.6.1. Cumprimento dos prazos na avaliação

PORTO *et al.* (2007), através de sua análise, identificou problemas significativos nos processos de licenciamento. Segundo o mesmo autor, a carência

informacional e a escassa capacitação técnica dos peritos responsáveis geram morosidade na avaliação, criando um risco adicional aos investidores e podendo levar a um atraso importante no cronograma firmado em contrato com a ANP. Segundo CRUZ (2009), a agilidade e transparência são prejudicadas em decorrência do processo de licenciamento ambiental brasileiro apresentar limitações, devido à inexistência de instrumentos básicos para a gestão ou a sua utilização precária. Tais instrumentos apresentam-se como uma base de dados ambientais, a integração entre órgãos, monitoramento, leis, regulamentações e disponibilização de guias e manuais.

Existem também esforços do Governo em aumentar o corpo técnico mediante a contratação de consultores técnicos para suprir a necessidade de recursos humanos. Atualmente, essa ação se caracteriza pela substituição gradual do corpo de consultores pelo de analistas ambientais. Em 2002 o corpo de consultores dedicados à análise de estudos e relatórios ambientais passou a contar com cerca de 20 profissionais contratados. Segundo GUIMARÃES (2007), o quadro de profissionais da CGPEG ao final de 2006 era composto da seguinte forma: 36 analistas ambientais, 2 analistas ambientais temporários e 7 consultores do Programa das Nações unidas para o Desenvolvimento (PNUD) por produto.

Desde 2005, a CGPEG trabalha apenas com servidores públicos em sua equipe-base, cabendo aos consultores apenas produtos específicos a serem desenvolvidos fora do escritório. Tal fato revela um amadurecimento institucional pelo qual atravessa o licenciamento de petróleo no Brasil (GUIMARÃES, 2007).

#### 5.6.2. Padronização e adequação das análises

Segundo SCHAFFEL (2002) falta hoje no Brasil uma regulamentação específica para o descarte dos resíduos que caracterizam a atividade de perfuração de poços marítimos de óleo e gás, além do percentual máximo de fluido de perfuração que pode estar agregado ao cascalho. Dentre outras considerações, a autora sugere que haja uma padronização dos procedimentos dos testes de toxicidade quanto ao método e limites de toxicidade. Sugere ainda que os procedimentos dos testes de biodegradação, para fluidos de base sintética, sejam padronizados quanto ao método e limites de biodegradação; e dos procedimentos dos testes de bioacumulação, quanto ao método e limites de bioacumulação. Outra sugestão interessante é a catalogação de cascalho descartado, o que permitiria certa rastreabilidade para identificação de efeitos crônicos na biota marinha. Quanto à adequação e padronização das análises, em consulta ao

CGPEG observa-se que muitas dessas vulnerabilidades estão sendo eliminadas, através, por exemplo, da adoção de métodos e padrões estabelecidos para a emissão de laudos de toxicidade aguda e crônica em organismos marinhos pré-determinados, como é o caso da adoção da ABNT NBR 15350/06 como método para avaliação de toxicologia crônica e a ABNT NBR 15308/06 para toxicologia aguda.

### 5.6.3. Planejamento dos blocos que serão licitados

As áreas indicadas pela ANP vão a leilão sem serem previamente submetidas a quaisquer avaliações ambientais (SCHAFFEL, 2002 *apud* ROVERE *et* MALHEIROS, 2000). Tal fato permite a concessão de áreas que não ou dificilmente poderão ser exploradas, mostrando a ausência da variável ambiental na fase de planejamento. Pode-se citar o caso publicado na revista Brasil Energia (1999) sobre a não autorização de perfuração para blocos que se localizavam numa reserva biológica, área considerada pelo IBAMA como sendo de extrema sensibilidade ambiental. A contratação das sondas de perfuração já havia sido realizada e ficaram paradas por cerca de 20 dias aguardando a licença ambiental que acabou sendo negada, acarretando prejuízos estimados da ordem de US\$ 600 mil.

Em relação ao planejamento dos blocos que serão licitados, num trabalho conjunto entre a ANP e o IBAMA, as informações sobre as áreas ambientalmente sensíveis vêm sendo levantadas. Desta forma os empreendedores são orientados quanto ao licenciamento das atividades previstas nas Rodadas de Licitações. Nessas Rodadas são assinados contratos de concessão de blocos para exploração e produção de gás natural e petróleo, *onshore* e *offshore*, no território brasileiro (PORTO *et al.*, 2007). Observa-se um esforço por parte do IBAMA junto à ANP em reduzir a incerteza dos futuros investidores quanto às dificuldades do licenciamento dos blocos que serão concedidos após as rodadas de licitações. Através dos Guias de Licenciamento, esses blocos possuem suas áreas classificadas quanto à sensibilidade ambiental e assim podem antecipar as exigências para o licenciamento e ampliar a proteção ambiental. Cabe ressaltar que as áreas contidas nos guias não oferecem garantias de que são licenciáveis, bem como essa classificação não substitui a necessidade dos estudos requeridos durante as fases do licenciamento ambiental. Esses guias, atualizados a cada rodada conforme as características das bacias sedimentares brasileiras são fruto da experiência de aplicação do licenciamento ambiental no país. Entretanto, a própria atividade de licenciamento ambiental do setor de petróleo e gás natural na costa

brasileira ainda é muito recente e possui carência de informações sobre os recursos ambientais e as atividades humanas, gerando implicações diretas nos processos de licenciamento ambiental quanto à qualidade dos estudos ambientais e aos prazos de licenciamento, tão criticados atualmente.

#### 5.6.4. Evolução da política ambiental

Segundo o IBAMA, quando a Constituição Federal de 1988 foi promulgada, a Lei 6938 (1981) foi a única a ser recepcionada na íntegra. Por outro lado, sua efetivação foi construída aos poucos, assim como afirmado por CRUZ (2009), quando realiza um breve retrocesso na linha do tempo e esclarece alguns problemas relativos ao licenciamento instituído por essa lei. Segundo sua análise, apenas seis anos depois foram definidos pela Resolução CONAMA 1(1986) os requisitos para a Avaliação de Impacto Ambiental, necessárias às autorizações concedidas por meio dessas licenças. Outro ponto levantado pelo autor foi com relação à rede formada pelo SISNAMA para avaliar as atividades potencialmente poluidoras. Apenas oito anos depois, com a Resolução CONAMA 23 (1994), os procedimentos específicos para o licenciamento das atividades relacionadas à exploração de petróleo e gás natural foram definidos. Pode-se destacar, também, a Resolução CONAMA 237 (1997) que três anos depois listou os empreendimentos obrigados a requerer licença ambiental.

A evolução da política ambiental causa ainda hoje problemas no cumprimento das exigências ambientais existentes. Existe hoje, por exemplo, certa concorrência entre a CONAMA 23 (1994) e CONAMA 237 (1997). A primeira determina a apresentação de um RCA para a emissão da LPper e a segunda determina que toda a atividade de perfuração de poços e produção de petróleo e gás natural dependerá de prévio Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente – EIA/RIMA. No entanto, a CONAMA 237 (1997) não revogou explicitamente a CONAMA 23 (1994), anterior a esta. Desde então, há certa polêmica sobre o assunto, não existindo uma interpretação jurídica definitiva da questão. Desta maneira, segundo consulta realizada ao CGPEG, atualmente o IBAMA tem utilizado ambas as resoluções no licenciamento ambiental da atividade de perfuração. As propostas de licenciamento são avaliadas preliminarmente e enquadradas em uma das opções de procedimentos, dependendo das características do projeto e da área a ser afetada. Dentre os critérios utilizados para o enquadramento, aponta-se os casos em que o requerimento da licença apresenta poucos poços e em águas profundas, o que diminui o risco de impactos

ambientais nos ambientes costeiros. Nesses casos, o órgão licenciador solicita apenas a apresentação de um RCA, seguindo a Resolução CONAMA 23 (1994). Quando se tratam de muitos poços em águas rasas ou próximas da costa, é solicitada a apresentação de um EIA/RIMA e a realização de audiências públicas, de acordo com a Resolução CONAMA 237 (1997) atribuindo maior respaldo jurídico frente aos conflitos gerados entre o empreendedor e a população dos municípios que utilizam o mesmo espaço marítimo. No caso da Petrobras, uma vez que desenvolve a prática da atividade de perfuração de poços anteriormente à operacionalização do licenciamento ambiental, sua operação precisou ser regularizada através de Termos de Ajustamento de Conduta (TAC). Esses termos são celebrados entre a empresa e o IBAMA, um para cada bacia sedimentar onde são desenvolvidas atividades da Petrobras. Para a conversão dos TACs em licenças ambientais, a Petrobras elabora um Estudo de Impacto Ambiental/ Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (EIA/RIMA) para cada bacia. São realizados também estudos adicionais para avaliar os impactos pretéritos gerados pela perfuração de poços e caracterizar a qualidade ambiental atual da bacia sedimentar. O EIA/RIMA, nesses casos, avalia a perfuração de poços em um grande polígono denominado Área Geográfica, em uma estratégia para viabilizar o licenciamento de grande quantidade de perfurações de uma só vez, visto que apenas na Bacia de Campos a Petrobras perfura mais de 100 poços ao ano. Atualmente, já foram convertidos em Licença de Operação os TACs de perfuração das Bacias de Campos.

#### 5.6.5. As novas tendências do licenciamento da atividade de perfuração *offshore* no Brasil

Desde o ano de 2000, com a regulamentação da Lei 9.966 após um grande derramamento de óleo na Baía da Guanabara (IBAMA, 2006) o sistema de licenciamento ganhou orientações legais para a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional. Esta Lei estabelece os princípios básicos a serem obedecidos na movimentação de substâncias nocivas em instalações portuárias, plataformas e navios em águas sob jurisdição nacional.

“Art. 20. A descarga de resíduos sólidos das operações de perfuração de poços de petróleo será objeto de regulamentação específica pelo órgão federal de meio ambiente.” (Lei 9.966 de 28 de abril de 2000)

Outro marco regulatório importante é a Resolução CONAMA 357 (2005), que dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências.

“Art. 26. Os órgãos ambientais federal, estaduais e municipais, no âmbito de sua competência, deverão, por meio de norma específica ou no licenciamento da atividade ou empreendimento, estabelecer a carga poluidora máxima para o lançamento de substâncias passíveis de estarem presentes ou serem formadas nos processos produtivos, listadas ou não no art. 34, desta Resolução, de modo a não comprometer as metas progressivas obrigatórias, intermediárias e final, estabelecidas pelo enquadramento para o corpo de água.” (Resolução CONAMA 357, 2005).

Neste momento, em atendimento ao Artigo 20 da Lei 9.966 (2000), citado acima, existe uma proposta de Instrução Normativa IBAMA, em vias de aprovação, sendo discutida com o setor petrolífero, através do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP e o IBAMA/CGPEG. Em consulta ao CGPEG, em linhas gerais, esse documento considera:

- a) A necessidade de realização de pesquisas científicas sobre a avaliação de biodegradabilidade, bioacumulação e toxicidade de fluidos de perfuração e complementares;
- b) A avaliação dos impactos sinérgicos e cumulativos dos fluidos de perfuração, complementares e dos cascalhos associados nas águas marinhas brasileiras;
- c) A pesquisa sobre o risco ambiental aos produtos químicos utilizados pelas indústrias de exploração e exploração de petróleo.

Vale lembrar que, dentre outras ações, o órgão ambiental atualmente solicita esclarecimentos sobre as formulações dos fluidos de perfuração e impactos ao meio ambiente, estabelecendo critérios para utilização e descarte de fluidos de base aquosa e base não aquosa. Está sendo definido também o chamado Processo Administrativo Único, um processo de avaliação de fluidos de perfuração para cada operador da concessão e posterior unificação das informações, com o objetivo de aperfeiçoar e agilizar as análises realizadas pelo IBAMA.

Por fim, sabe-se que os processos químicos de fabricação das substâncias presentes nos fluidos de perfuração também podem contribuir com outras categorias de impacto ambiental, tais como aquecimento global e esgotamento de recursos naturais, entre outras. Sendo assim, este trabalho julga relevante submeter tais formulações a uma Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). Como foi comentado, nestes estudos são considerados todos os impactos ambientais envolvidos, desde a obtenção das matérias primas, transporte, produção, uso e descarte final de cada componente desses fluidos. Assim, como o aumento da demanda por aditivos pode estimular a fabricação de produtos cujos processos são altamente poluentes, é relevante que os empreendedores se considerem co-responsáveis pela contribuição dos impactos gerados pelos produtos que consomem e deste modo contribuir de maneira real com a redução dos impactos ambientais gerados pelas atividades em que atuam.

## 5.7. AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA ENQUANTO UMA FERRAMENTA METODOLÓGICA

### 5.7.1. Breve histórico

Segundo CHEHEBE (1997) os primeiros estudos tiveram início durante a primeira crise do petróleo do final da década de 60 ao início da década de 80. Esses estudos, buscavam formas alternativas de energia através de uma utilização racional de fontes energéticas esgotáveis, incluindo estimativas de emissões. Muitos estudos envolvendo aspectos ligados à questão ambiental foram realizados durante o desenvolvimento do que hoje chamamos de ACV. Pode-se citar como marco para o surgimento da ACV, o *Resource and Environmental Profile Analysis* (REPA), realizado pelo *Midwest Research Institute* (MRI) e financiado pela *Coca-Cola* para comparar a performance ambiental de diferentes embalagens de refrigerante em 1965 (CHEHEBE, 1997). No início de 1990, a ACV foi utilizada para fim de *marketing*. No entanto, a falta de transparência em aspectos cruciais, a necessidade de suposições, dados questionáveis e as avaliações subjetivas em muitos desses estudos diminuíram a confiança na metodologia (GOEDKOOOP, 2006, ELCOCK, 2006, CHEHEBE, 1997).

Surgiu então a necessidade de se padronizar os estudos de ACV. Atores importantes fizeram parte desta busca. Entre eles está a Sociedade de Toxicologia e Química Ambiental (*Society for Environmental Toxicology and Chemistry* - SETAC), o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (*United Nations Environmental Program* - UNEP) e a Organização Internacional para Padronização (*International*

*Organization for Standardization* - ISO). SETAC é uma sociedade acadêmica que organiza conferências regulares sobre ACV e que patrocina grupos de trabalho. Juntos, eles trabalham para melhorar a aplicação do som do ciclo de vida de ferramentas, para comunicar realizações, e estabelecer atividades de treinamento. No final de 1990, a ISO finalmente começou a desenvolver uma série de padrões entre 1997 e 2000.

Em 2006, a ISO publicou uma segunda edição nas normas sobre ACV:

- ISO 14040, Gestão Ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípios e Estrutura.
- ISO 14044, Gestão Ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Requisitos e Diretrizes.

A nova norma ISO 14.044 substitui a 14041 (Definição do objetivo e escopo e Análise do Inventário), 14042 (Avaliação dos Impactos) e 14043 (Interpretação dos Resultados), no entanto o conteúdo técnico se manteve praticamente inalterado. No Brasil, sua versão em português, publicada pela ABNT no ano de 2009.

Nos últimos anos, o pensamento do ciclo de vida tornou-se um foco importante na política ambiental. Um exemplo claro é o conceito de IPP (*Integrated Product Policy*), como comunicado pela União Europeia. Na Ásia e na América muitos países também desenvolveram estratégias que promovem o pensamento do ciclo de vida como um conceito chave (GOEDKOOOP, 2006). No Brasil, após a publicação da Lei Nº 12.305, de agosto de 2010, intuiu-se a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Esta nova política, prevê a implantação da responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida do produto, firmado entre o poder público e fabricantes, importadores, distribuidores e comerciantes. Para isso, através da Logística Reversa, busca viabilizar a coleta e a restituição dos resíduos sólidos à sua cadeia produtiva, para reaproveitamento, em seu ciclo ou em outros ciclos produtivos (LEI No. 12.305/2010). Esta foi a primeira Lei brasileira que visa reduzir os impactos causados à saúde humana e à qualidade ambiental decorrentes do ciclo de vida dos produtos.

#### 5.7.2. Procedimentos metodológicos

A ISO 14040:2009 apresenta a ACV da seguinte maneira:

“A ACV enfoca os aspectos ambientais<sup>20</sup> e os impactos ambientais potenciais (por exemplo, uso de recursos e as conseqüências de liberações para o meio ambiente) ao longo de todo o ciclo de vida de um produto, desde a aquisição das matérias-primas, produção, uso, tratamento pós-uso, reciclagem até a disposição final, isto é, do berço ao túmulo.” (ABNT NBR ISO 14044:2009)

Para tanto, a Norma estabelece que a ACV de produtos deva incluir a definição do objetivo e do escopo do trabalho, análise de inventário, avaliação de impacto e interpretação dos resultados.

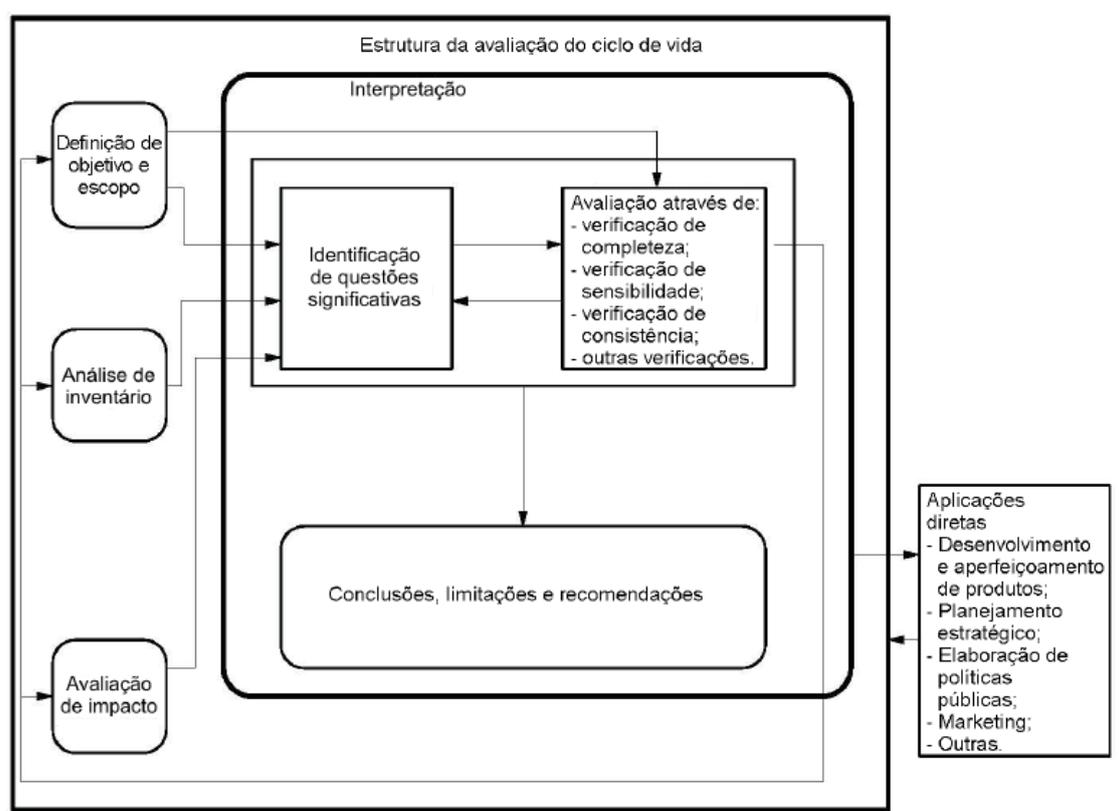


Figura 9: Estrutura da ACV.

Fonte: ABNT (2009b)

### 5.7.2.1. Definição de objetivo e escopo

Na etapa de definição do objetivo deve ser esclarecida a utilização que se pretende dar aos resultados do estudo e que tipo de audiência se pretende obter. O

<sup>20</sup> São expressões relativas, uma vez que eles correspondem à unidade funcional de um sistema de produto (ABNT NBR ISO 14044:2009).

escopo de uma ACV, por sua vez, se refere à fronteira do sistema e ao nível de detalhamento, necessários para que o objetivo seja atingido.

#### 5.7.2.2. Função e unidade funcional

Trata-se da definição clara das características funcionais do produto e depende do objetivo e do escopo do estudo. A quantificação dessa função identificada recebe o nome de unidade funcional. Deve ser mensurável e consistente com os objetivos e abrangência do estudo, pois os dados coletados são proporcionais à unidade funcional definida. Além disso, a comparação entre dois sistemas de produto deve ser realizada com base na mesma função, medida pela mesma unidade funcional.

#### 5.7.2.3. Análise de inventário do ciclo de vida (ICV)

Esta é a segunda fase de uma ACV, envolve a coleta dos dados necessários para que sejam alcançados os objetivos do estudo em questão. Esses dados se referem à compilação e quantificação de entradas/saídas dos fluxos que cruzam a fronteira do sistema em estudo. Os resultados provêm o ponto de partida para a avaliação do impacto do ciclo de vida.

Em alguns casos, o objetivo de uma ACV pode ser alcançado através da realização apenas de uma análise de inventário e de uma interpretação. Esse procedimento é usualmente denominado estudo de ICV.

#### 5.7.2.4. Avaliação de impacto do ciclo de vida (AICV)

A AICV é a terceira fase da ACV e provê informações adicionais para ajudar na avaliação dos resultados do ICV. Esta fase visa o entendimento dos impactos ambientais potenciais de um sistema de produto ao longo do ciclo de vida. Segundo a Norma, dentre os elementos obrigatórios estão a seleção das categorias de impacto, indicadores de categoria e modelos de caracterização; correlação dos resultados do ICV com as categorias de impacto selecionadas (classificação); e cálculo dos resultados dos indicadores de categoria (caracterização). Consiste basicamente em converter as emissões de substâncias perigosas e extrações de recursos naturais em indicadores categoria de impacto. Geralmente, cada fluxo de massa ou energia que entra ou sai do sistema é inicialmente classificado quanto ao impacto ambiental que causa. Posteriormente, é multiplicada por um fator de caracterização que expressa a magnitude com que esse impacto é causado, com relação a um elemento padrão, usado como

indicador. A Figura 10 os elementos da AICV de maneira esquemática. Maiores detalhes serão mostrados no item 5.8 (Metodologia de avaliação de impacto), sob a ótica da metodologia de avaliação de impacto escolhida.

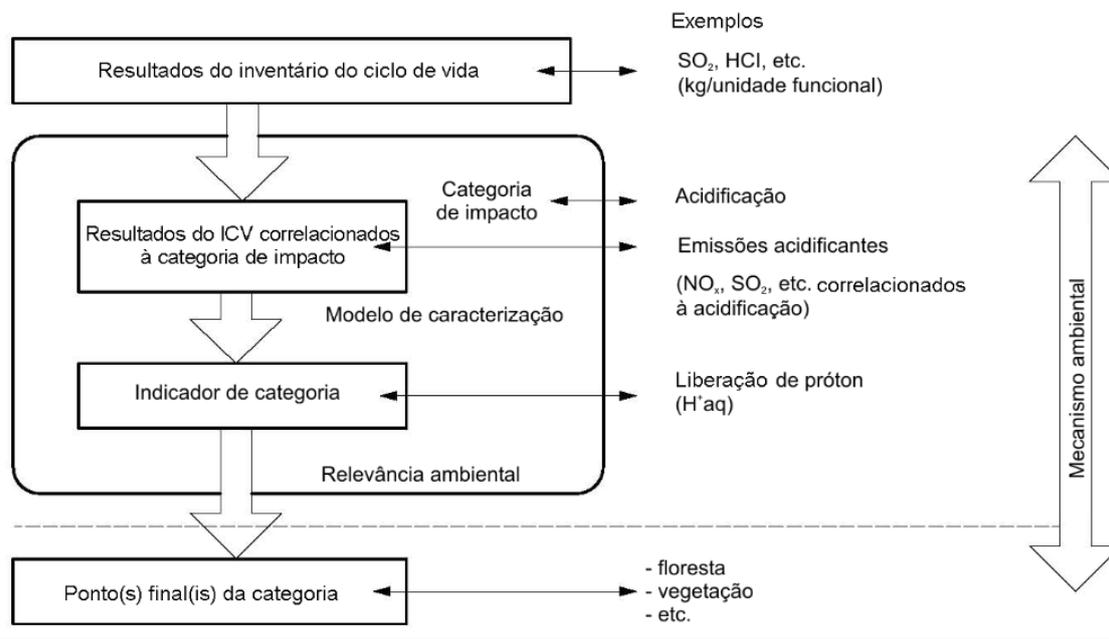


Figura 10: Conceito de indicadores de categoria com base em um mecanismo ambiental.

Fonte: ABNT (2009b)

#### 5.7.2.5. Interpretação

Esta é a fase final da ACV, onde os resultados da ICV ou AICV são sumarizados e discutidos com o objetivo de promover conclusões, recomendações e tomada de decisão. Nesta fase, as constatações são avaliadas com relação ao objetivo e escopo definidos. Além disso, envolve a avaliação do estudo, que visa a estabelecer a confiabilidade dos resultados da avaliação do ciclo de vida incluindo:

- Identificação das questões significativas com base nos resultados.
- Avaliação do estudo, considerando verificações de completeza, sensibilidade e consistência.
- Conclusões, limitações e recomendações.

A Figura 10 mostrou uma relação iterativa entre as fases. Por exemplo, o escopo pode ter que ser ajustado durante o estudo, caso não esteja consistentes com a aplicação pretendida, pois estes devem ser baseadas em uma análise de sensibilidade

para determinar sua significância. Este procedimento pode levar a um refinamento da fronteira inicial do sistema, que deve ser revisada de acordo com os critérios de corte estabelecidos na definição do escopo. Algumas vezes, os resultados do ICV estão indisponíveis ou são de má qualidade. Nestes casos, segundo a Norma, uma revisão do objetivo e do escopo se faz necessária. A Norma também defende que as conclusões geradas a partir do estudo devem ser realiaada de forma iterativa com os outros elementos da fase de interpretação do ciclo de vida.

#### 5.8. Metodologia de avaliação de impacto

Uma avaliação do ciclo de vida é baseada num exame sistemático dos impactos ambientais dos produtos, com o objetivo principal de revelar a dimensão dos impactos gerados por uma atividade. Contudo a ABNT declara:

“A ABNT NBR ISO 14044 não estabelece nenhuma metodologia específica e nem apóia as escolhas de valores subjacentes utilizadas para agrupar as categorias de impacto.” (ABNT NBR ISO 14044:2009)

Segundo GOEDKOOOP *et al.* (2009), a publicação do Guia CML<sup>21</sup> (*Centrum Milieu Laidem*) para realização da avaliação de impactos ambientais, marcou um grande avanço na fundamentação científica da metodologia da ACV. O mesmo autor afirma que o desenvolvimento do Eco-Indicator 95 e sua última versão, Eco-Indicator 99<sup>22</sup> foi outro grande avanço, todavia as metodologias são baseadas em diferentes pontos de partida. No ano 2000, após uma conferência do SETAC, especialistas em ACV concluíram que seria conveniente dispor de um método comum onde os indicadores de *midpoint* e *endpoint* pudessem ser usados, resultando no método ReCiPe, escolhido na aplicação deste trabalho por ser a metodologia mais recente. Além disso, o autor do método GOEDKOOOP *et al.* (2009) afirma que, na verdade, quase todos os modelos existentes para caracterização *midpoint* e *endpoint* foram totalmente reprojitados. Posteriormente, GOEDKOOOP *et al.* (2010) afirma que a incerteza dos resultados na categoria *midpoint* é relativamente baixa, contudo ela conduz a muitas categorias de impacto diferentes, o que torna a formulação de conclusões com os resultados obtidos

---

<sup>21</sup> O CML utiliza a abordagem que tem sido proposta como método de referência para caracterização, abordando o *midpoint*.

mais ambíguas. Já a abordagem orientada para os resultados *endpoint* é expressa em apenas três categorias de impacto, o que torna a formulação de conclusões mais fácil, no entanto, a incerteza dos resultados é maior. Sendo assim, este trabalho aplicou apenas a caracterização *midpoint* na avaliação dos resultados finais.

Na metodologia ReCiPE, os fatores de caracterização *midpoint* são multiplicados por um fator de danos para obter os valores de caracterização *endpoint*. A metodologia é composta por dois conjuntos de categorias de impacto com conjuntos de fatores de caracterização associados ao nível *midpoint*, onde 18 categorias de impacto são abordadas:

- Destruição da camada de ozônio.
- Toxicidade humana.
- Radiação ionizante.
- Formação de oxidantes fotoquímicos.
- Formação de material particulado.
- Mudanças climáticas.
- Ecotoxicidade terrestre.
- Ocupação do solo agrícola.
- Ocupação do solo urbano.
- Transformação da terra.
- Ecotoxicidade marinha.
- Eutrofização marinha.
- Eutrofização da água fresca.
- Ecotoxicidade de água doce.
- Esgotamento de recursos fósseis.
- Esgotamento de metais.
- Esgotamento das reservas de água.

Como comentado acima, a maioria dessas categorias de impacto foi convertida e agregada nas três categorias terminais, ou *end point*:

- Saúde humana.
- Ecossistemas.
- Aumento de custo dos recursos.

---

<sup>22</sup> O Eco-Indicator está focado na interpretação dos resultados e usa a abordagem *endpoint*.

A Figura 11 abaixo mostra a relação entre os parâmetros provenientes do ICV (à esquerda), o indicador de impacto *midpoint* (centro) e indicador de impacto *endpoint* (direita), segundo a metodologia ReCiPE.

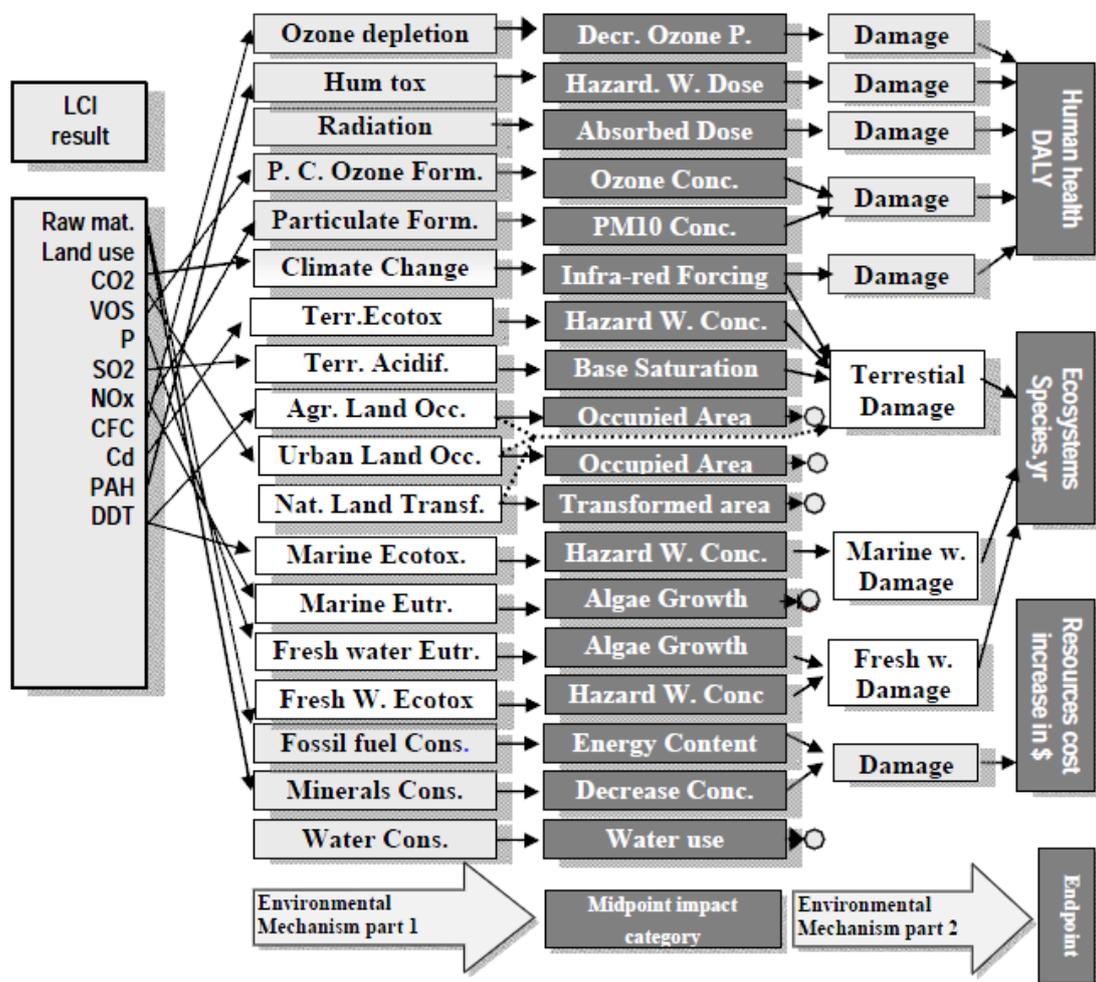


Figura 11: Relação entre os parâmetros provenientes do ICV, o indicador de impacto *midpoint* e o indicador de impacto *endpoint*.

Fonte: (GOEDKOOP, 2009).

O mecanismo ambiental, segundo a ABNT (2009b), é o conjunto de processos físicos, químicos e biológicos para uma dada categoria de impacto, vinculando os resultados da análise do ICV aos indicadores de categoria e aos pontos finais da categoria. Os mecanismos e a relevância ambiental das categorias de impacto estão detalhados em (GOEDKOOP, 2009).

Por fim, a metodologia reconhece que os modelos de caracterização são uma fonte de incerteza e as relações modeladas refletem o conhecimento ainda incompleto e

incerto dos mecanismos ambientais que estão envolvidos. No ReCiPE, tal como no Eco-indicador 99, foram desenvolvidos diferentes grupos de incerteza, de acordo com a "Teoria Cultural" desenvolvida por Thompson 1990. Nesta teoria, estabelecidas três perspectivas, que são usados meramente para agrupar pressupostos semelhantes, sem a pretensão de representar comportamento humano. A primeira perspectiva, chamada de individualista (I), baseia-se nos impactos de curto prazo, aqueles tipos de impactos que são incontestáveis e envolvem idéias sobre o otimismo no que diz respeito à adaptação humana. A segunda trata de uma perspectiva hierárquica (H), baseia-se nos princípios das políticas mais comuns, envolvendo o atendimento a prazos e outras questões. A última perspectiva, denominada igualitária (E), se apresenta como a perspectiva mais preventiva, tendo em conta o mais longo período de tempo, envolvendo os tipos de impactos que ainda não estão totalmente estabelecidos, mas para que alguma indicação esteja disponível (GOEDKOOPE *et al.*, 2010).

## CAPÍTULO 6

### METODOLOGIA E APLICAÇÃO

Este capítulo, inicialmente, apresenta as informações contidas nos estudos ambientais consultados, abordando os principais aspectos operacionais relevantes às questões sobre a volumetria e as formulações dos fluidos. A metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida é aplicada a dois diferentes casos, sem a intenção de estabelecer generalizações. Quanto aos procedimentos metodológicos da Norma, estes serão melhor esclarecidos na medida em que sua aplicação ao caso dos fluidos de perfuração ocorra. O propósito desta aplicação, como dito anteriormente, é verificar a relevância de fatores ambientais relativos aos constituintes dos fluidos de perfuração nas etapas de sua fabricação.

#### 6.1. APRESENTAÇÃO DOS ESTUDOS AMBIENTAIS CONSULTADOS

Os dados necessários foram coletados à luz de informações obtidas através de consulta a estudos ambientais. O primeiro, representado por um Relatório de Controle Ambiental, aqui denominado Estudo Ambiental 1 (EA1), foi obtido a partir de consulta aos arquivos no centro de documentação do CGPEG/IBAMA. Para isso, inicialmente foi necessária a elaboração de três cartas incluindo o motivo da consulta, solicitando permissão para consulta, bem como solicitando permissão para reprodução, respectivamente. Foi consultado um relatório, previamente selecionado. O segundo estudo trata de um Estudo de Impacto Ambiental, denominado Estudo Ambiental 2 (EA2), e foi obtido através de pesquisa na internet a partir do site do Sistema de Comunicação do IBAMA (SISCOM).

##### 6.1.1. Estudo Ambiental 1

Este Relatório de Controle Ambiental foi elaborado em setembro de 2007 visando à obtenção de autorização da atividade de perfuração, que está condicionada à aprovação do mesmo, conforme preconiza a CONAMA 23. Neste relatório está prevista a perfuração de um poço localizado na Bacia de Campos – Rio de Janeiro.

Para esse poço, o relatório prevê a utilização de fluidos de base aquosa e base não aquosa, embora declare que neste caso um fluido de base aquosa, caracterizado por uma salmoura também possa ser usado como contingência.

#### 6.1.1.1. Perfuração do poço (EA1)

Neste estudo, a perfuração está prevista para ocorrer em cinco fases que estima duas opções possíveis de volumetria de fluidos a serem utilizadas. A primeira opção lança mão de fluidos de base aquosa nas fases um, dois e três e cinco, enquanto a segunda opção os utiliza em todas as fases. A segunda opção apenas será atendida em caso de necessidade de contingência, segundo o relatório. Abaixo segue a Tabela 1 que transcreve tais informações:

Tabela 1: Perfuração do poço (EA1)

<i>Fase</i>	<i>Diâmetro</i>	<i>Intervalo Considerado (a partir da lâmina d'água)</i>	<i>Base do fluido a ser utilizado</i>
1	36"	1460 - 1535 (75) m	Aquosa
2	26"	1535 - 2340 (805) m	Aquosa
3	17 ½"	2340 - 3225 (885) m	Aquosa
4	12 ¼"	3225 - 4500 (1275) m	Não-Aquosa ou Aquosa
5	8 ½"	4500 - 6000 (1500) m	Aquosa

Fonte: Adaptado de EA 1.

#### 6.1.2.1. Estimativas do consumo e descarte dos fluidos (EA1)

Também chamada de volumetria, se apresenta como parte das informações solicitadas pelo órgão licenciador para a aprovação dos fluidos de perfuração. Segundo o Termo de Referência, abrange um conjunto de informações que envolvem o volume de fluido estimado para ser utilizado em cada fase durante a operação. Além disso, a volumetria também informa os volumes descartados ou perdidos de diferentes maneiras, que devem ser acrescentados, bem como os volumes que puderam ser aproveitados de fases anteriores. Segue a Tabela 2 que sintetiza as duas opções de volumetria dos fluidos, estimadas para a perfuração em questão.

Tabela 2: Volumetria estimada para os fluidos EA1 (OPÇÃO 1 e 2)

<i>Volumetria estimada (OPÇÃO 1 e 2)</i>													
Seção	Diâmetro	Intervalo Considerado (m)	Utilizado na fase (m <sup>3</sup> )	Perdida			Recebida			Descartada		Aderida ao Cascalho	
				Formação	Superfície	Fundo do mar	Fase Anterior	Estoque	Formação	Mar	Embarcação	m <sup>3</sup>	%
I	36"	1460 - 1535	75,5	0	0	75,5	0	75,5	0	0	0	75,5	100,0
II	26"	1535 - 2340	1365,8	0	0	1365,8	0	1365,8	0	0	0	1365,8	100,0
III	17 ½"	2340 - 3225	1019,8	133,1	886,8	0	0	1019,8	0	671,9	0	214,9	21,1
IVa*	12 ¼"	3225 - 4500	733,4	51,3	42,7	0	0	733,4	0	0	639,4	42,7	5,8
IVb*	12 ¼"	3225 - 4500	873,7	51,3	822,4	0	0	873,7	0	641,1	0	181,3	20,7
V	8 ½"	4500 - 6000	857,8	112,2	745,6	0	0	857,8	0	642,8	0	102,7	12,0

Fonte: Adaptado de EA 1.

\*IVa: Fluido de base não-aquosa / IVb: Fluido de base aquosa.

### 6.1.2. Estudo Ambiental 2

Este Relatório de Impacto ao Meio Ambiente foi elaborado em agosto de 2008 visando à obtenção de autorização para a atividade de perfuração. Conforme apresentado no capítulo anterior, a emissão da licença de perfuração está condicionada à aprovação do mesmo conforme preconiza a CONAMA 237. Neste relatório estão previstas as perfurações de 14 poços, distribuídos entre cinco blocos na Bacia de Campos – Rio de Janeiro. A descrição apresentada pelo relatório classificou os 14 poços em três classes de características semelhantes, chamadas “poços tipo”. Essas características são a extensão perfurada, diâmetro da broca, diâmetro de revestimento, volume de cascalho gerado e volume de fluido utilizado. Aqui, é tomado como referência apenas um dos três “poços tipo”, que será apresentado abaixo. Para esse “poço tipo”, o relatório prevê a utilização preferencial de fluidos de perfuração à base de água. Contudo, segundo o EA2, fluidos de base não aquosa são utilizados apenas para as fases em que haverá contato com a camada de idade Aptiana, previstas para as duas ou três últimas fases. Entende-se que a utilização do fluido de perfuração de base não aquosa se justifica devido à incompatibilidade entre a água e as formações rochosas presentes nesta camada.

#### 6.1.2.2. Perfuração do poço (EA2)

A perfuração do chamado “poço tipo” escolhido possui sua perfuração prevista para ocorrer em cinco fases e estima-se duas opções possíveis de volumetria de fluidos a serem utilizadas. A primeira opção lança mão do uso de fluidos de base aquosa nas fases um, dois e três, e enquanto a segunda opção utiliza apenas nas fases um e dois. Estas duas opções se justificam devido à incerteza sobre a camada a ser perfurada na terceira fase do poço. Abaixo segue a Tabela 3 que transcreve tais informações:

Tabela 3: Características do poço EA 2

<i>Fase</i>	<i>Diâmetro</i>	<i>Profundidade a partir do assoalho marinho</i>	<i>Base do fluido a ser utilizado</i>
1	36"	260 m	Aquosa
2	26"	570 m	Aquosa
3	17 ½"	2010 m	Aquosa ou Não-Aquosa
4	12 ¼"	3900 m	Não-Aquosa
5	8 ½"	4300 m	Não-Aquosa

Fonte: Adaptado de EA 2.

A seguir, seguem as informações solicitadas pelo órgão licenciador para a aprovação dos fluidos de perfuração. Os itens a seguir transcrevem as solicitações contidas no Termo de Referência e atendidas pelo operador.

#### 6.1.2.3. Estimativas do consumo e descarte dos fluidos (EA2)

Seguem as Tabelas 4 e 5 abaixo sintetizam as duas opções de volumetria dos fluidos, estimadas para a perfuração em questão.

Tabela 4: Volumetria estimada para os fluidos - EA 2 (OPÇÃO 1)

Fase	Diâmetro	Intervalo (m)	Volume estimado (m <sup>3</sup> )	Recebida			Perdida		Descartada		Aderida ao cascalho	
				Fase anterior	Estoque	Formação	Formação	Superfície	Mar	Embarcação	m <sup>3</sup>	%
<b>Fases perfuradas com fluido aquoso</b>												
1	36"	185-260	170,5	0,0	170,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	170,5	100%
2	26"	260-570	612,6	0,0	612,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	612,6	100%
3	17 ½"	570-2010	1710,5	0,0	1710,5	0,0	142,5	1307,6	260,4	0,0	250,6	14,6%
<b>Fases perfuradas com fluido não aquoso</b>												
4	12 ¼"	2010-3900	683,3	0,0	683,3	0,0	121,2	67,2	0,0	494,9	67,2	9,8%
5	8 ½"	3900-4300	496,4	494,9	1,5	0,0	58,2	8,2	0,0	429,9	8,2	1,7%

Fonte: EA 2, na íntegra.

Tabela 5: Volumetria estimada para os fluidos - EA 2 (OPÇÃO 2)

Fase	Diâmetro	Intervalo (m)	Volume estimado (m <sup>3</sup> )	Recebida			Perdida		Descartada		Aderida ao cascalho	
				Fase anterior	Estoque	Formação	Formação	Superfície	Mar	Embarcação	m <sup>3</sup>	%
<b>Fases perfuradas com fluido aquoso</b>												
1	36"	185 - 260	170,5	0,0	170,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	170,5	100%
2	26"	260-570	612,6	0,0	612,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	612,6	100%
<b>Fases perfuradas com fluido não aquoso</b>												
3	17 ½"	570-2010	722,6	0,0	722,6	0,0	132,8	83,6	0,0	506,2	83,6	11,6%
4	12 ¼"	2010-3900	271,3	506,2	777,5	0,0	121,2	67,2	0,0	589,1	67,2	8,6%
5	8 ½"	3900-4300	29,2	589,1	618,3	0,0	55,2	8,2	0,0	554,9	8,2	1,3%

Fonte: EA 2, na íntegra.

## 6.2. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA

Os itens a seguir aplicam as opções apresentadas obedecendo a metodologia ABNT NBR ISO 14044:2009. Apesar de se tratar de situações reais, algumas correlações foram necessárias devido à ausência de dados. Todas essas correlações são apresentadas e esclarecidas na medida em que ocorrem durante a aplicação.

### 6.2.1. Definição de objetivo e escopo da ACV

#### 6.2.1.1. Objetivo

Segundo a ABNT NBR ISO 14044:2009, o objetivo de uma ACV deve ser definido com clareza, para que a aplicação seja consistente. Para isso, sugere que as seguintes orientações presentes na Tabela 6 abaixo sejam atendidas.

Tabela 6: Orientações para a definição de objetivo num projeto de ACV

<b><i>Aplicação pretendida</i></b>
Verificar se os impactos ambientais provenientes dos processos de fabricação dos constituintes dos fluidos de perfuração são relevantes e devem ser levados em consideração no momento de sua escolha.
<b><i>Razões para a realização do estudo</i></b>
Sob o ponto de vista da autorização de uso de fluidos de perfuração mais favoráveis ao meio ambiente, questiona-se o fato da avaliação ambiental da atividade ocorrer apenas no ambiente de descarte, desconsiderando os demais impactos no ciclo de vida dos produtos constituintes das formulações.
<b><i>Comunicação dos resultados do estudo</i></b>
Trata-se de uma aplicação experimental na qual os resultados, ainda que pontuais, ou não generalizáveis, podem confirmar a eficácia da avaliação ambiental atual em termos de aspectos ambientais considerados. Por outro lado, pode orientar a definição de novos aspectos ambientais relevantes que tanto os operadores, quanto os órgãos fiscalizadores e sociedade devam considerar em busca de uma perfuração mais amigável ao meio ambiente, ao mesmo tempo em que mantém o atendimento aos requisitos operacionais e econômicos.

---

*Utilização dos resultados em afirmações comparativas a serem divulgadas publicamente*

---

O estudo pretende comparar o impacto ambiental da etapa de fabricação de fluidos de perfuração de diferentes bases.

---

Fonte: Preenchido a partir da ABNT NBR ISO 14044:2009.

#### 6.2.1.2. Escopo

Nesta etapa são definidos os sistemas ligados aos fluidos de perfuração que contribuem para o alcance dos objetivos anteriormente comentados. Entende-se que os sistemas considerados são suficientes para que seja possível avaliar a relevância dos impactos dos processos de fabricação dos constituintes dos fluidos. Segundo ABNT NBR ISO 14044:2009, na definição do escopo, os itens abaixo devem ser seguidos e foram descritos em função do presente trabalho.

##### 6.2.1.2.1. Função e unidade funcional

Como apresentado anteriormente, as funções consagradas dos fluidos de perfuração envolvem aspectos referente a: transportar os cascalhos; resfriar, lubrificar e limpar a broca; manter a estabilidade das paredes, prevenir o fluxo de fluidos provenientes da formação para o interior do poço; selar as paredes do poço; manter os cascalhos em suspensão durante as paradas. De certa forma, essas funções podem ser resumidas em: auxiliar a broca na trituração da rocha para uma operação segura e eficiente. Esta será a função definida para o fluido de perfuração neste trabalho, que retrata as características de desempenho deste produto no sistema de perfuração.

Após definida a função do produto, segundo a ABNT NBR ISO 14044:2009, se faz necessário fornecer uma referência, em relação à qual os dados de balanço de massa e energia<sup>23</sup> dos sistemas envolvidos serão coletados. Sendo assim, a norma acrescenta que esta unidade funcional deve ser mensurável. Para este trabalho, a partir da função definida para o fluido, a unidade funcional estabelecida é o volume de fluido necessário para desempenhar a função estabelecida. Contudo, como faz parte do objetivo comparar diferentes bases de fluidos de perfuração, considera-se que este volume se aplica às mesmas condições de operação, para que possuam a mesma função de fato. Ou seja, a unidade funcional deve estar relacionada às dimensões do poço,

---

<sup>23</sup> A partir dos quais os impactos ambientais serão calculados.

temperatura e pressão. A Tabela 7 abaixo transcreve a função e a unidade funcional estabelecida neste trabalho:

Tabela 7: Função e unidade funcional

<b><i>Função</i></b>	Auxiliar a broca na trituração da rocha para uma perfuração segura e eficiente
<b><i>Unidade funcional</i></b>	Volume de fluido necessário para desempenhar a função estabelecida, onde este volume se aplica às mesmas condições de operação.

Fonte: ABNT NBR ISO 14044:2009.

Ainda atendendo à Norma, as unidades funcionais devem ser quantificadas na forma de um fluxo de referência pertencente a cada sistema, a partir do qual se realiza a comparação. A partir dos dados obtidos, entende-se que o único meio de comparação entre bases se dá através dos volumes gastos nas fases que possuem duas opções de formulação com diferentes bases e, conseqüentemente, diferentes agentes aditivos. A partir deste ponto, o conjunto que envolve a base e os agentes aditivos, será chamado de constituintes da formulação. No caso do EA1, os fluxos de referência para comparação serão estabelecidos na quarta fase, onde existe a opção de utilização de uma salmoura em caso de contingência. No EA2, os fluxos de referência para comparação estão na terceira fase, que possui a opção de utilização de um fluido de base não aquosa, no caso da perfuração atingir a camada de idade Aptiana.

Em ambos os estudos consultados, as opções estão condicionadas à ocorrência de problemas de contenção das paredes dos poços durante as perfurações. Mas em todo caso, entende-se que tais comparações são possíveis uma vez que os fluidos utilizados nas fases foram formulados para perfurarem uma mesma extensão de poço, num mesmo diâmetro e mesmas condições físicas de temperatura e pressão. Este trabalho reconhece que há diferença nas reatividades entre fluido e formação rochosa nas comparações, mas identifica que as primeiras opções são preferencialmente aplicadas por gerarem um impacto ambiental de menor intensidade no ambiente marinho. Contudo, entende-se que não haveria impedimentos na utilização de fluidos de menor preferência, mesmo que não houvesse reatividade entre o fluido preferencial e a formação rochosa. Considera-se

então que esse fato promove a possibilidade de comparação para esse estudo. As Tabelas 8 e 9 mostram os fluxos de referência estabelecidos.

Tabela 8: Fluxo de referência – EA1 Fase IV

		Diâmetro	Intervalo Considerado (m)	Utilizado na fase (m <sup>3</sup> )
<b>Opção 1</b>	Base Não-Aquosa	12 ¼"	3225 - 4500	733,4
<b>Opção 2</b>	Base Aquosa	12 ¼"	3225 - 4500	873,7

Fonte: EA1

Tabela 9: Fluxo de referência – EA2 Fase III

		Diâmetro	Intervalo Considerado (m)	Utilizado na fase (m <sup>3</sup> )
<b>Opção 1</b>	Base Aquosa	17 ½"	570-2010	1710,5
<b>Opção 2</b>	Base Não-Aquosa	17 ½"	570-2010	722,6

Fonte: EA2

Este trabalho também reconhece que cada formulação é exclusivamente elaborada para determinadas condições de um poço em particular, que nunca é perfurado duas vezes. Sendo assim, não há a intenção de estabelecer generalizações, ou mesmo de comparar ambos os estudos. A intenção aqui é a de comparar os impactos ao meio ambiente de duas bases diferentes licenciadas para serem utilizadas em uma mesma fase de um mesmo poço.

#### 6.2.1.2.2. Fronteira do sistema

Feitas as considerações antecedentes, a partir deste ponto definem-se os processos elementares relacionados aos sistemas dos fluidos que serão comparados. Segundo a Norma, a definição da fronteira do sistema deve ser consistente com o objetivo do estudo. Para este trabalho, entende-se que é importante considerar todos os processos que diferenciam de alguma forma o impacto ambiental da fabricação dos constituintes das formulações em questão. Além disso, a fronteira aqui estabelecida

busca viabilizar a quantificação dos impactos ambientais do descarte pós-operação, tal como é realizado pelo processo de avaliação ambiental, aplicado atualmente aos fluidos. A Figura 12 reproduz as fronteiras do sistema:

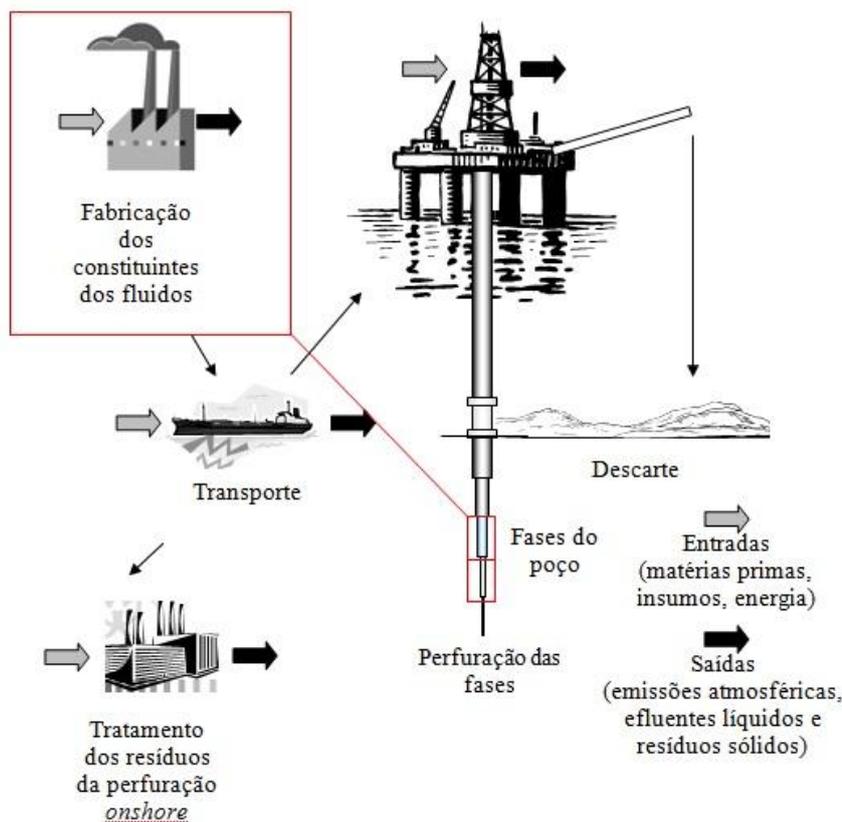


Figura 12: Limites do sistema.

Fonte: Elaboração própria a partir de *clip-art (Windows)*.

Posteriormente, os fluxos de entrada e saída dos processos elementares serão detalhados de forma mais completa durante o item sobre coleta de dados deste trabalho.

Entende-se que a exclusão de estágios do ciclo de vida, tais como transporte e tratamento *onshore*, condiz com o objetivo estabelecido, uma vez que estes não contribuem de maneira significativa com os impactos ambientais da fabricação dos constituintes dos fluidos. As fases do poço estão incluídas nas fronteiras, pois estas fornecem os fluxos de referência que viabilizam a comparação entre bases. Logo, o balanço de massa representado pelo volume de fluido que entra na fase e os volumes de fluido e cascalho que saem, interferem nesta ACV. Ao final, na fase de descarte, entende-se que esta também deve ser incluída, pois tal fato permite avaliar os impactos

do descarte de acordo com a mesma metodologia de análise adotada para este trabalho, em analogia aos aspectos ambientais considerados atualmente.

Os processos elementares serão identificados de forma mais completa durante a coleta de dados da etapa do inventário a seguir. Neste ponto, o sistema relativo a cada fluido será descrito com detalhamento suficiente para garantir a reprodutibilidade do inventário, como orienta a Norma.

## 6.2.2 Análise de Inventário do Ciclo de Vida (ICV)

### 6.2.2.1. Plano inicial

A ABNT NBR ISO 14044:2009 afirma que esta etapa é conduzida a partir da definição do objetivo e escopo, os quais orientam uma espécie de um plano inicial para a montagem do inventário. Abaixo segue um plano de coleta de dados por fase do ciclo de vida considerada no escopo, de maneira que possibilite o atendimento do objetivo deste trabalho.

#### A) Fabricação dos constituintes dos fluidos

Em atendimento ao objetivo e escopo deste trabalho, entende-se que se faz necessário coletar dados de entradas e saídas dos processos de fabricação de todos os constituintes das formulações. Ou seja, para identificar impactos ambientais relevantes na etapa de fabricação destes, o inventário segue considerando todas as etapas do ciclo de vida desses constituintes, desde a aquisição de matérias primas até seus processos de fabricação, incluindo seus fluxos elementares e toda a cadeia de insumos, sem pressupor nenhum tipo de corte previsto na ABNT NBR ISO 14044:2009.

As informações quanto às formulações também foram provenientes dos estudos ambientais consultados. Como forma de atendimento aos requisitos presentes no TR, os estudos ambientais informam os agentes presentes nas formulações, bem como suas concentrações em massa por volume de fluido utilizado por fase. As Tabelas 11, 12, 13 e 14 abaixo indicam essas formulações, desenvolvidas para serem utilizadas nas fases em que as comparações entre bases são realizadas. Contudo, devido ao sigilo industrial e a concorrência entre os fabricantes de fluidos, houve grande dificuldade na identificação dos nomes comerciais dos aditivos e bases apresentados nos estudos. A partir deste fato, buscou-se informações contidas nas Fichas de Segurança de Produtos

Químicos (FISPQ)<sup>24</sup>, porém em alguns casos são apresentadas informações genéricas, tal como o grupo funcional dos compostos químicos. Tal fato gera certa incerteza tanto na identificação da substância, quanto na definição da tecnologia de seu processo de produção. Além disso, existe um aditivo (emulsificante primário) representado pela mistura de dois produtos, onde não é informada a proporção destes produtos na mistura. Neste caso, considerou-se 50% para cada produto no cálculo da concentração de cada produto. Nos demais casos semelhantes, as proporções são informadas através de uma faixa, nestes casos consideraram-se os limites máximos das faixas para o cálculo das concentrações dos mesmos. Outro exemplo ocorre com controladores de filtrado de diferentes nomes comerciais, porém identificados da mesma forma pelas FISPQs. Nestes casos foram consideradas as mesmas substâncias de forma repetida, seguindo a descrição contida na FISPQ.

---

<sup>24</sup> A FISPQ é um documento normatizado pela ABNT NBR 14725. Este documento deve ser recebido pelos empregadores que utilizam produtos químicos, como uma condição para a comercialização destes produtos (Decreto No. 2.675 de 03/07/1998). Fornece informações sobre os perigos relativos aos produtos químicos quanto ao armazenamento, proteção, saúde, segurança e meio ambiente.

Tabela 10: Formulação do fluido – EA1 – Fase IV – Opção 1 – Base Não-Aquosa

<b>Função</b>	<b>Descrição FISPQ</b>	<b>Concentração (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Volume de fluido (m<sup>3</sup>)*</b>	<b>Massa (kg)*</b>
Base sintética	Mistura de olefinas	476,84		349.714,46
Adensante	Barita (90%)	189,76		139.167,05
Adensante	Sal de cálcio de ácido carbônico (100%)	42,8		31.389,52
Saponificação	Cloreto de cálcio (100%)	95,86		70.303,72
Controlador de filtrado	Copolímero de estireno acrilato (100%)	2,85		2.090,19
Viscosificante	Carbonato de propileno (1-5%)	0,0715		52,44
	Éter monobutílico de trietileno glicol (30-60%)	0,5005		367,07
	Poliamida (30-60%)	0,858	733,4	629,26
Modificador de pH	Hidróxido de cálcio (99-100%)	17,12		12.555,81
Emulsificante primário	Dietileno triamina (?%)	8,56		6.277,90
	Metanol (?%)	8,56		6.277,90
Humectante/Emulsificante	Dietilenoglicol (80% Máx)	4,568		3.350,17
	Ácido graxo etoxilado (20-50%)	1,142		837,54
Viscosificante	Argila organofílica (99-100%)	18,55		13.604,57

Fonte: EA1

\* Utilizado na fase

Tabela 11: Formulação do fluido – EA1 – Fase IV – Opção 2 – Base Aquosa

<b>Função</b>	<b>Descrição FISPQ</b>	<b>Concentração (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Volume de fluido (m<sup>3</sup>)*</b>	<b>Massa (kg)*</b>
Adensante	Barita (90%)	55,7256	873,7	48.687,46
Remoção de íons de cálcio	Carbonato de sódio (100%)	0,71		620,33
Viscosificante	Bentonita (95%)	22,82		19.937,83
Inibidor e dispersante de argila / adensante	Cloreto de Sódio (100%)	307,16		268.365,69
Surfactante	Surfactante	0,29		253,37
Viscosificante	Goma Xantana (99,9%)	2,14		1.869,72
Controlador de filtrado	Amido modificado (98%)	5,71		4.988,83
Controlador de filtrado	Sal de sódio de Carboximetilcelulose (100%)	2,85		2.490,05
Modificador de pH	Hidróxido de Sódio (100%)	0,71		620,33

Fonte: EA1

\* Utilizado na fase

Tabela 12: Formulação do fluido – EA2 – Fase III – Opção 1 – Base Aquosa

<b>Função</b>	<b>Descrição FISPQ</b>	<b>Concentração (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Volume de fluido (m<sup>3</sup>)*</b>	<b>Massa (kg)*</b>
Adensante	Sulfato de bário (90%)	570,62	1710,5	976.045,51
Agente adensante	Carbonato de cálcio (100%)	85,59		146.401,70
Inibidor de folhelho	Sal inorgânico (60-97%)	42,8		73.209,40
Vicosificante	Biopolímero (100%)	5,71		9.766,96
Inibidor de folhelho	Alquil quaternário de Amônio 96-100%)	22,82		39.033,61
Anti encerante/Lubrificante		8,56		14.641,88
Redutor de filtrado	Amido modificado (98%)	17,12		29.283,76
Modificador de pH	Óxido de magnésio (95-100%)	1,43		2.446,01
Controlador de filtrado	Sal de sódio de Carboximetilcelulose (100%)	5,71		9.766,95
Controlador de filtrado	Sal de sódio de Carboximetilcelulose (100%)	2,85		4.874,92

Fonte: EA2

\* Utilizado na fase

Tabela 13: Formulação do fluido – EA2 – Fase III – Opção 2 – Base Não-Aquosa

<b>Função</b>	<b>Descrição FISPQ</b>	<b>Concentração (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Volume de fluido (m<sup>3</sup>)*</b>	<b>Massa (kg)*</b>
Fluido base sintética	Éster (100%)	447,71	722,6	323.515,246
Adensante	Sulfato de bário (90%)	292,27		211.194,302
Agente adensante	Carbonato de cálcio (100%)	42,8		30.927,28
Inibidor de folhelho	Cloreto de potássio (60-97%)	96,01		69.376,826
Controlador de filtrado	Copolímero de estireno acrilato (100%)	2,85		2.059,41
Controlador de filtrado	Copolímero de estireno acrilato (100%)	1,43		1.033,318
Viscosificante	Carbonato de propileno (1-5%)	0,0715		51,6659
	Éter monobutílico de trietileno glicol (30-60%)	0,5005		361,6613
	Poliamida (30-60%)	0,858		619,9908
Modificador de pH	Hidróxido de cálcio (99-100%)	19,97		14.430,322
Viscosificante	Argila organofílica (99-100%)	14,27		10.311,502
Emulsificante primário	Dietileno triamina	9,98		7.211,548
	Metanol	9,98		7.211,548
Humectante	Dietilenoglicol (80% Máx)	4,568		3.300,8368
	Ácido graxo etoxilado (20-50%)	1,142		825,2092
Viscosificante	Argila organofílica (99-100%)	4,28		3.092,728

Fonte: EA2 / \* Utilizado na fase

## B) Fases dos poços

Nas fases dos poços, são coletados todos os dados de entrada de fluido e saída de fluido e cascalho, considerando os fluxos perdidos para a formação, perdidos na superfície, ou reservados na embarcação para posterior descarte ou tratamento *onshore*. Tais informações serão provenientes da volumetria apresentada nos estudos ambientais consultados, já transcritas no item 6.1 deste trabalho. As Tabelas 14 e 15 indicam as volumetrias aplicáveis apenas às fases em que ocorre a comparação, nas quais o balanço de entradas e saídas será utilizado.

Tabela 14: Volumetria estimada para a Fase IV (OPÇÃO 1 e 2) - EA1

Seção	Perdida			Recebida		
	Formação	Superfície	Fundo do mar	Fase Anterior	Estoque	Formação
IVa*	51,3	42,7	0	0	733,4	0
IVb*	51,3	822,4	0	0	873,7	0

Fonte: EA1

\*IVa: Fluido de base não-aquosa / IVb: Fluido de base aquosa.

Tabela 15: Volumetria estimada para a Fase III (OPÇÃO 1 e 2) – EA2

Seção	Recebida			Perdida	
	Fase Anterior	Estoque	Formação	Formação	Superfície
IIIa*	0,0	1710,5	0,0	142,5	1307,6
IIIb*	0,0	722,6	0,0	132,8	83,6

Fonte: EA2

\*IIIa: Fluido de base aquosa / IIIb: Fluido de base não-aquosa

As tabelas acima não seguem o mesmo padrão pois foram elaboradas por diferentes empresas prestadoras de serviço na área ambiental. De maneira geral, em ambos os poços, não foram recebidos volumes de fases anteriores, todo o fluido utilizado pertencia ao estoque da embarcação. Além disso, não há previsão para invasão de fluido proveniente da formação para ambos os poços. Quanto aos volumes perdidos para a formação, estes significam que há certa quantidade de fluido contida atrás do

revestimento, segundo os relatórios. Em ambos os poços, o volume perdido para a superfície, segundo os estudos ambientais, se tratam do volume total de fluido perdido ao longo da perfuração da fase. É notável o volume relativamente menor de perdas para a superfície de fluidos de base não aquosa, pois todo o fluido de base aquosa é descartado durante a operação, mesmo ocorrendo em sistema fechado.

#### 6.2.2.2. Coleta de dados

Segundo a ABNT NBR ISO 14044:2009, os dados qualitativos e quantitativos devem ser coletados para cada processo elementar contido na fronteira do sistema. Os dados que contribuem com os impactos ambientais relativos aos processos de fabricação foram obtidos através de um banco de dados. Quanto aos dados que contribuem para os impactos ambientais do descarte *offshore*, alguns foram criados e outros foram provenientes de banco de dados, ambos estimados proporcionalmente a partir das volumetrias de descarte e análises químicas, como mostrado no plano acima.

#### 6.2.2.3. Processos de fabricação

Os dados relativos aos processos de fabricação foram coletados de fontes disponíveis através de licença para autorização de uso, fornecida gratuitamente pelo Centro Ecoinvent<sup>25</sup>. Esse banco de dados fornece informações sobre a grande maioria dos constituintes das formulações, contudo algumas correlações foram necessárias devido à ausência de informações sobre alguns constituintes, como mostrado nas Tabelas 16, 17, 18 e 19.

---

<sup>25</sup> De origem suíça, o Centro Ecoinvent possui o maior conjunto de dados de inventário do ciclo de vida que envolve a indústria de produtos químicos, metais, agricultura, serviços de gestão de resíduos e serviços de transporte, abrangendo infra-instrutora, fornecimento de energia, extração de recursos e fornecimento de materiais (site: [www.ecoinvent.ch](http://www.ecoinvent.ch)).

Tabela 16: Correlação com o banco de dados – EA1 – Fase IV – Opção 1 – Base Não-Aquosa

<i>Descrição FISPQ</i>	<i>Substância Ecoinvent</i>
Barita	barite, at plant
Sal de cálcio de ácido carbônico (100%)	limestone, milled, loose, at plant
Cloreto de cálcio (100%)	calcium chloride, CaCl <sub>2</sub> , at plant
Copolímero de estireno acrilato (100%)	styrene-acrylonitrile copolymer, SAN, at plant
Carbonato de propileno (1-5%)	ethylene carbonate, at plant
Éter monobutílico de trietileno glicol (30-60%)	ethylene glycol monoethyl ether, at plant
Poliamida (30-60%)	nylon 6, at plant
Hidróxido de cálcio (99-100%)	lime, hydrated, packed, at plant
Dietileno triamina (?%)	DTPA, diethylenetriaminepentaacetic acid, at plant
Metanol (?%)	methanol, at plant
Mistura de olefinas	n-olefins, at plant
Dietilenoglicol (80% Máx)	diethylene glycol, at plant
Ácido graxo etoxilado (20-50%)	fatty acids, from vegetarian oil, at plant
Argila organofílica (99-100%)	clay, at mine

Tabela 17: Correlação com o banco de dados – EA1 – Fase IV – Opção 1 – Base Aquosa

<i>Descrição FISPQ</i>	<i>Substância Ecoinvent</i>
Barita (90%)	barite, at plant
Carbonato de sódio (100%)	soda ash
Bentonita (95%)	bentonite, at processing
Cloreto de Sódio (100%)	sodium chloride, powder, at plant
Surfactante	alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical, at plant
Goma Xantana (99,9%)	chemicals organic, at plant
Amido modificado (98%)	modified starch, at plant
Sal de Carboximetilcelulose de sódio (100%)	carboxymethyl cellulose, powder, at plant
Hidróxido de Sódio (100%)	soda, powder, at plant

Tabela 18: Correlação com o banco de dados – EA2 – Fase III – Opção 1 – Base Aquosa

<i>Descrição FISPQ</i>	<i>Substância Ecoinvent</i>
Sulfato de bário (90%)	barite, at plant
Carbonato de cálcio (100%)	limestone, milled, loose, at plant
Sal inorgânico (60-97%)	potassium chloride, as K <sub>2</sub> O, at regional storehouse
Biopolímero (100%)	chemicals organic, at plant
Alquil quaternário de Amônio 96-100%)	ammonium chloride, at plant
Anti encerante/Lubrificante	
Amido modificado (98%)	modified starch, at plant
Óxido de magnésio (95-100%)	Magnesium oxide, at plant
Sal de Carboximetilcelulose de sódio (100%)	carboxymethyl cellulose, powder, at plant
Sal de Carboximetilcelulose de sódio (100%)	carboxymethyl cellulose, powder, at plant

Tabela 19: Correlação com o banco de dados – EA2 – Fase III – Opção 1 – Base Aquosa

<i>Descrição FISPQ</i>	<i>Substância Ecoinvent</i>
Sulfato de bário (90%)	barite, at plant
Éster (100%)	vegetable oil methyl ester, at esterification plant
Carbonato de cálcio (100%)	limestone, milled, loose, at plant
Cloreto de potássio (60-97%)	potassium chloride, as K <sub>2</sub> O, at regional storehouse
Copolímero de estireno acrilato (100%)	styrene-acrylonitrile copolymer, SAN
Copolímero de estireno acrilato (100%)	styrene-acrylonitrile copolymer, SAN
Carbonato de propileno (1-5%)	ethylene carbonate, at plant
Éter monobutílico de trietileno glicol (30-60%)	ethylene glycol monoethyl ether, at plant
Poliamida (30-60%)	nylon 6, at plant
Hidróxido de cálcio (99-100%)	lime, hydrated, packed, at plant
Argila organofílica (99-100%)	clay, at mine
Dietileno triamina	DTPA, diethylenetriaminepentaacetic acid, at plant
Metanol	methanol, at plant
Dietilenoglicol (80% Máx)	diethylene glycol, at plant
Ácido graxo etoxilado (20-50%)	fatty acids, from vegetarian oil, at plant
Argila organofílica (99-100%)	clay, at mine

#### 6.2.2.4. Requisitos de qualidade dos dados

As informações referentes ao processo de coleta dos constituintes, realizado pelo Ecoinvent, encontram-se no Anexo A, uma vez que o conjunto de dados coletados abrange vários locais de origem e referências publicadas. Em obediência aos requisitos da Norma, estas informações contêm: local de origem; unidade utilizada; época em que foram coletados, processos considerados, tecnologia de fabricação e informações adicionais sobre os respectivos indicadores de qualidade dos dados. De maneira geral os dados atendem aos requisitos de qualidade, apresentando baixos níveis de incerteza, pois são publicados após exaustivos procedimentos de validação, também contidos na Norma. No Anexo B, fluxogramas gerais de cada formulação ilustram todos os processos elementares modelados e suas inter-relações.

Quanto à representatividade dos dados, pouco se sabe sobre os locais de onde os constituintes dos fluidos são fabricados, pois os fabricantes são multinacionais e sabe-se que podem utilizar produtos fabricados no país onde ocorre a operação ou importar de outros países. O trabalho possui a incerteza sobre a origem dos processos de fabricação dos produtos utilizados nas perfurações em questão. Sendo assim, os dados coletados não refletem a verdadeira população de interesse. Mas, por outro lado, este trabalho se apóia na hipótese de que há pouca variação entre as tecnologias de fabricação de substâncias produzidas em diferentes partes do mundo.

O trabalho possui alguns processos considerados equivalentes ao processo dos reais constituintes. Tal fato compromete a completeza do estudo, que apresenta cerca de 40% dos processos estimados com diferentes graus de equivalência. Por outro lado, a consistência da aplicação, sob um ponto de vista qualitativo, possui bom desempenho devido à uniformidade da aplicação da metodologia para os diferentes processos. Os escopos dos processos são semelhantes por considerarem o ciclo de vida inteiro. Contudo, alguns incluíam dados de infraestrutura e outros não, levando ao corte dos dados de infraestrutura de todos os processos.

#### 6.2.2.5. Procedimentos de cálculo

##### 6.2.2.5.1. Processos de Fabricação

Os dados de entradas e saídas, provenientes do banco de dados, são coletados em valores proporcionais à fabricação de 1kg do produto. Para cada processo de fabricação o procedimento de identificação das quantidades dos constituintes gastas por

fase já foram apresentados no item 6.2.2.1 - Plano inicial. Tais valores em massa foram inseridos no *software* Simapro, que organizou todos os dados de entrada dos processos após a criação de um "projeto" para cada estudo ambiental consultado. Segundo orientação do tutorial, esse procedimento é útil quando se utiliza mais de um processo, por permitir manter todos os dados separados. Utilizou-se apenas o recurso "bibliotecas", onde os inventários do Ecoinvent estão armazenados e puderam ser acessados. Todos os processos foram acessados na categoria "químicos", importados para a aba "fases do produto", onde os projetos foram acessados e os processos referentes a cada constituinte de cada formulação foram inseridos na montagem, junto às suas respectivas massas gastas na perfuração, vide Anexo C.

Cada processo é fornecido em duas versões: processos unitários e sistema de processos, e segundo o mesmo tutorial, os resultados finais não são significativamente influenciados. Utilizou-se a versão dos processos unitários, que contém apenas as entradas de recursos e emissões de uma etapa do processo, além de referências de entradas a partir de processos de outras unidades. Ainda segundo o mesmo tutorial, as cargas ambientais ligadas às outras unidades são descritas em uma série de outros processos unitários. Ou seja, ao selecionar um processo unitário, o SimaPro automaticamente inclui todos os demais processos à montante. Ao contrário, quando se utiliza a versão sistema de processos, todas as entradas e saídas já estão registradas, mas não há links para os outros processos, se apresentado como uma "caixa preta", como é caracterizada pelo tutorial.

### 6.2.3 Avaliação do impacto do ciclo de vida (AICV)

Conforme preconiza a ABNT NBR ISO 14044:2009, a AICV será realizada com base na unidade funcional estabelecida para este trabalho. Como na maioria dos estudos de ACV, as categorias de impacto e seus indicadores, bem como os modelos de caracterização foram selecionados a partir de uma metodologia já existente. No caso deste trabalho, a metodologia de avaliação de impacto selecionada foi o ReCiPE, discutida anteriormente. Foi selecionado todo o conjunto de categorias de impactos e seus fatores de caracterização ao nível do ponto médio. As 18 categorias de impacto abordadas foram as seguintes: destruição da camada de ozônio; toxicidade humana; radiação ionizante; formação de oxidantes fotoquímicos; formação de material particulado; mudanças climáticas; ecotoxicidade terrestre; ocupação do solo agrícola; ocupação do solo urbano; transformação da terra; ecotoxicidade marinha; eutrofização

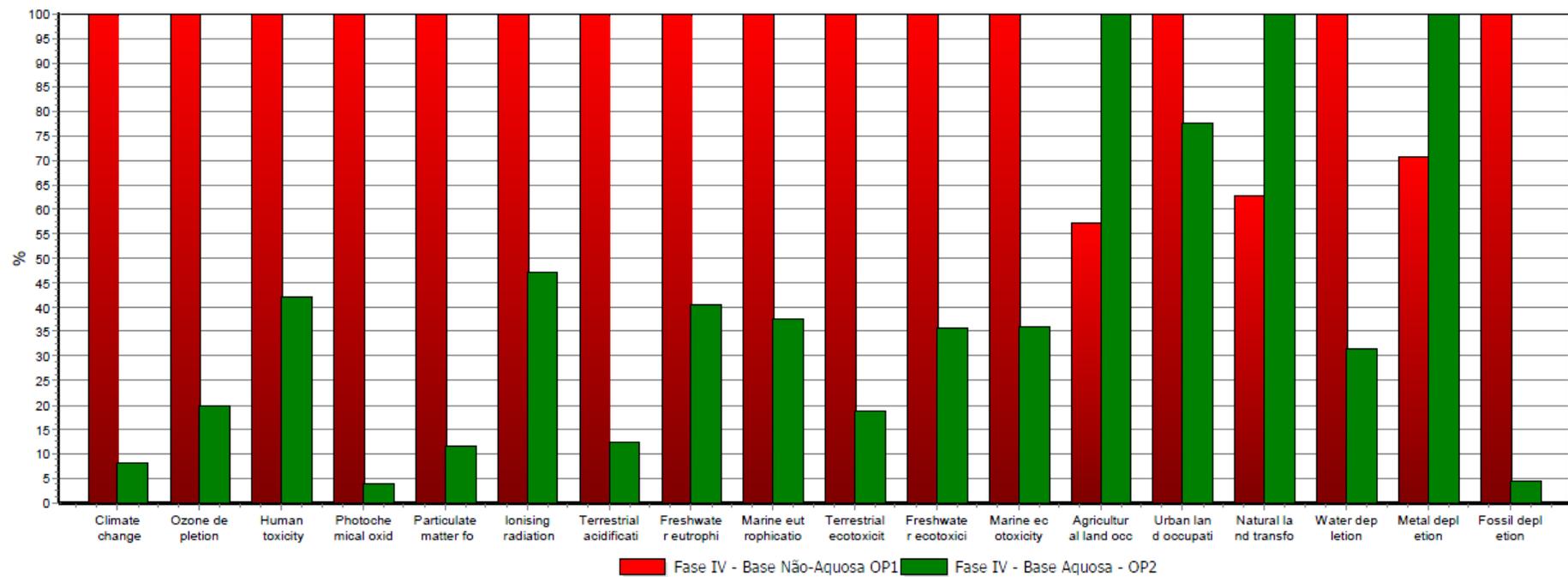
marinha; eutrofização da água doce; ecotoxicidade de água doce; esgotamento de combustíveis fósseis; esgotamento de minerais; esgotamento das reservas de água. Além disso, a Norma defende que se uma AICV pretende utilizar comparações a serem publicadas, deve empregar um conjunto abrangente de indicadores, através dos quais a comparação deve ser conduzida.

O cálculo dos resultados dos indicadores de categoria foi realizado pelo *software* Simapro, na avaliação dos processos de fabricação dos constituintes. Dos procedimentos de cálculo, selecionou-se a metodologia ReCiPE, sob a perspectiva individualista. Nesta escolha agrupam-se pressupostos mais próximos ao comportamento da indústria de óleo e gás, que se baseia na avaliação ambiental no local da operação, considerando impactos incontestáveis de curto prazo.

#### 6.2.3.1 Resultados dos cálculos dos indicadores de categoria

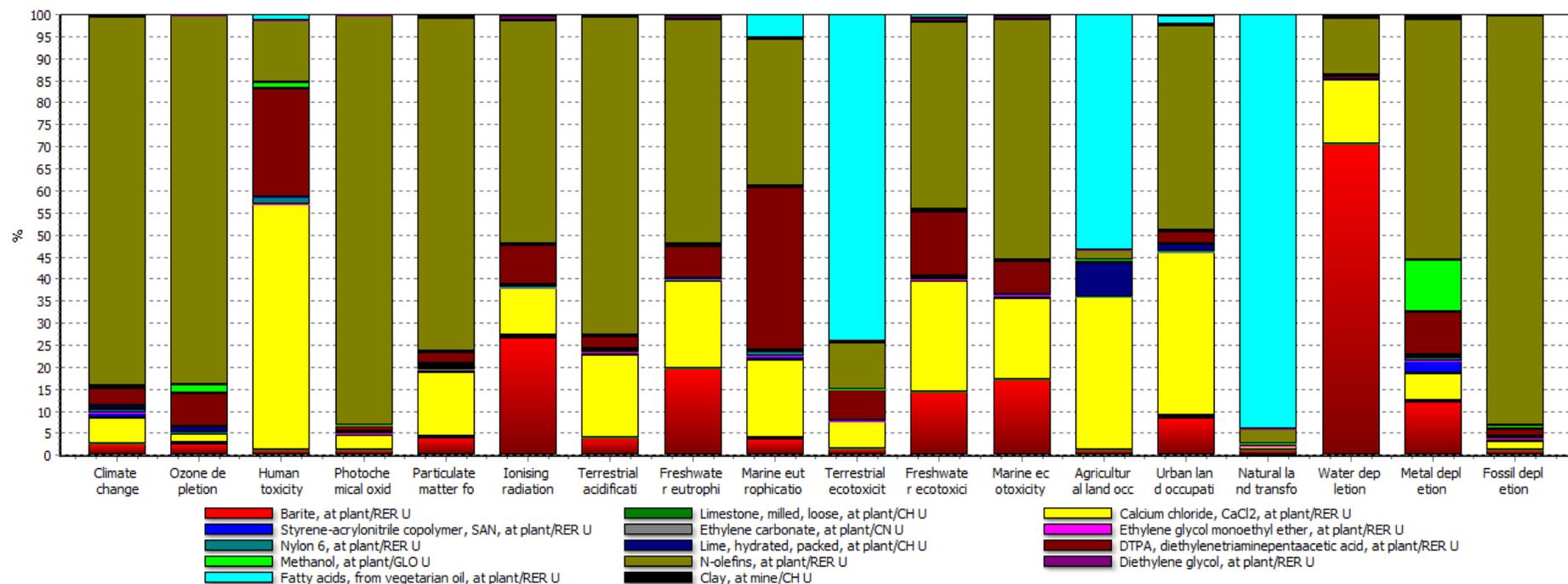
Como visto anteriormente, o cálculo dos resultados dos indicadores utiliza fatores de caracterização para a conversão de diferentes agentes impactantes num mesmo indicador numérico, que contribui para uma mesma categoria de impacto. O modelo de caracterização segue a metodologia ReCiPE, calculado pelo *software* SimaPro. Abaixo segue uma compilação gráfica dos resultados dos indicadores de categoria da AICV para as diferentes categorias de impacto, denominada perfil da AICV segundo a Norma. Todos os fluxos elementares foram considerados relevantes para serem correlacionados a uma categoria de impacto, com exceção aos ligados à infraestrutura do processo.

Inicialmente, realizou-se uma comparação entre as diferentes formulações aplicadas para uma mesma função, separadamente para os EA1 e o EA2. Posteriormente, identificou-se a intensidade de contribuição nas categorias de impacto de cada agente químico contido nessas formulações. A análise dos resultados está apresentada no item posterior – Interpretação do Ciclo de Vida.



A comparar 1 p 'Fase IV - Base Não-Aquosa OP1' com 1 p 'Fase IV - Base Aquosa - OP2'; Método: ReCiPe Midpoint (I) V1.06 / World ReCiPe I / Caracterização / Excluindo processos de infraestrutura

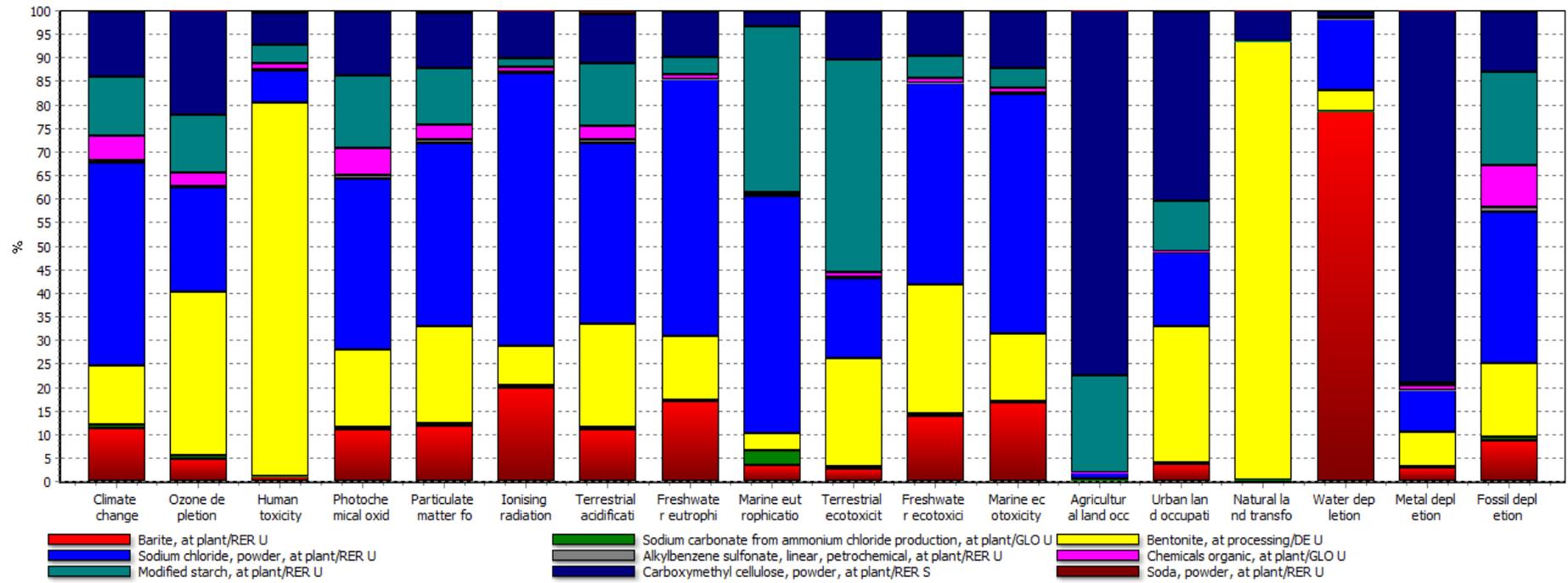
Figura 13: EA1 – Comparação FBNA x FBA  
 Fonte: Simapro



A analisar 1 p'Fase IV - Base Não-Aquosa OP1'; Método: ReCIpe Midpoint (I) V1.06 / World ReCIpe I / Caracterização / Excluindo processos de infraestrutura

Figura 14: EA1 – FBNA – Intensidade de contribuição de cada agente químico

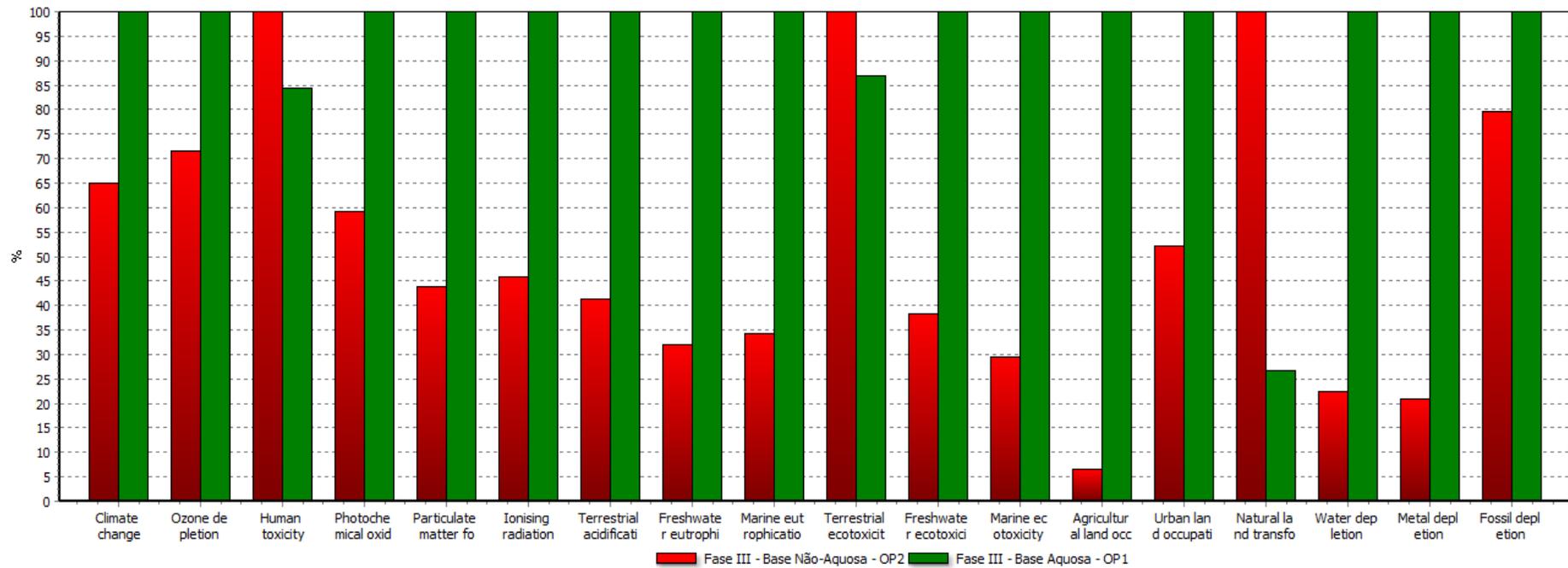
Fonte: Simapro



A analisar 1 p 'Fase IV - Base Aquosa - OP2'; Método: ReCiPe Midpoint (I) V1.06 / World ReCiPe I / Caracterização / Excluindo processos de infraestrutura

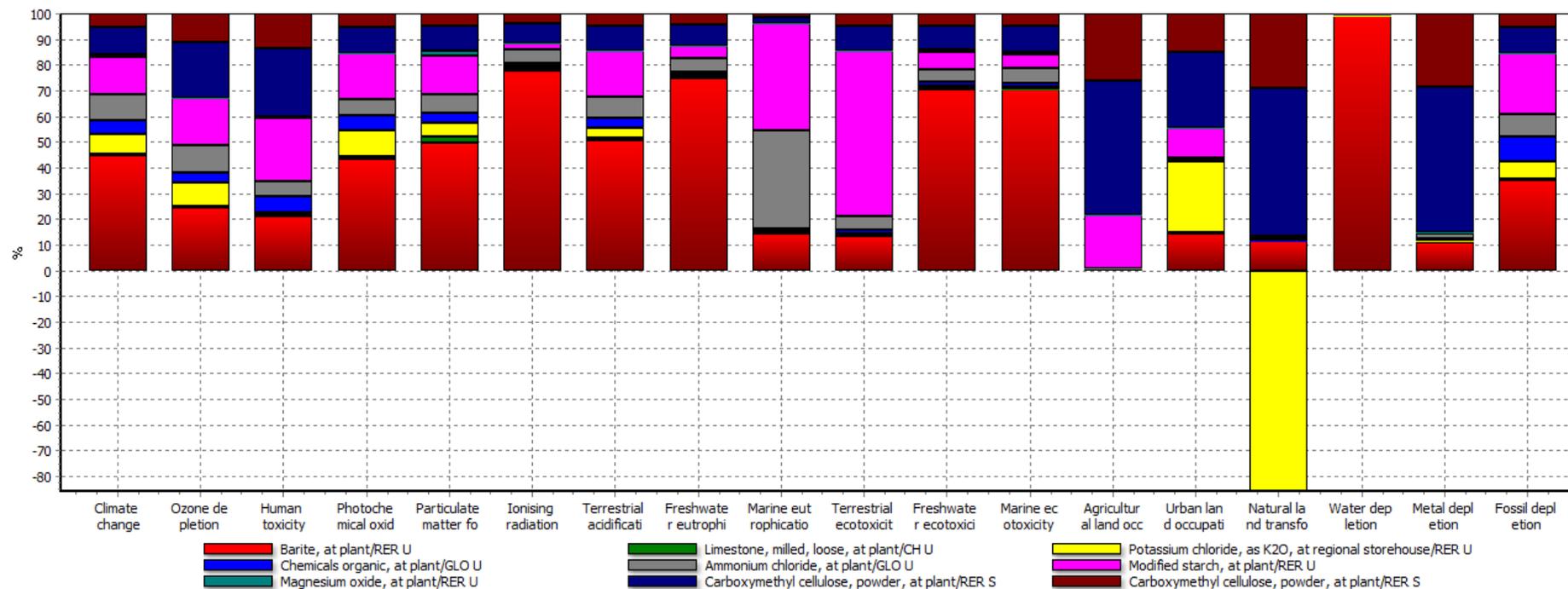
Figura 15: EA1 – FBA – Intensidade de contribuição de cada agente químico.

Fonte: Simapro



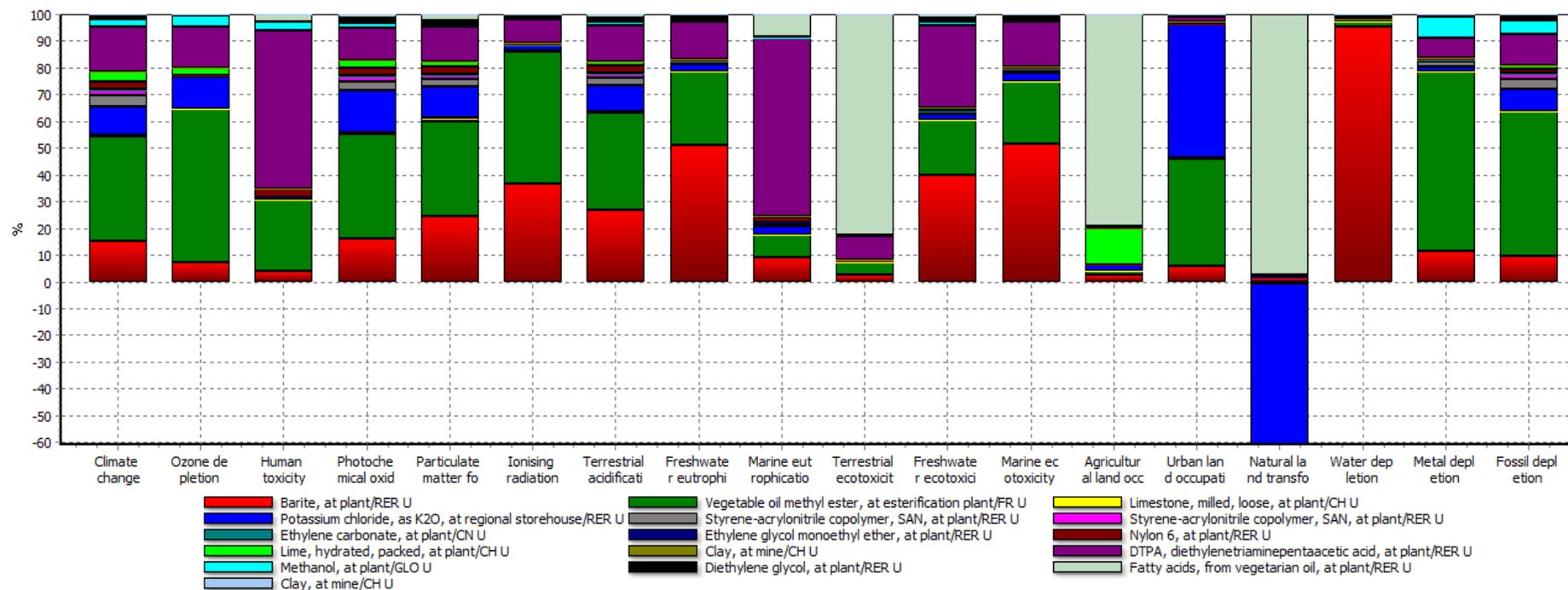
A comparar 1 p 'Fase III - Base Não-Aquosa - OP2' com 1 p 'Fase III - Base Aquosa - OP1'; Método: ReCiPe Midpoint (I) V1.06 / World ReCiPe I / Caracterização / Excluindo processos de infraestrutura

Figura 16: EA2 – Comparação FBNA x FBA  
 Fonte: Simapro



A analisar 1 p Fase III - Base Aquosa - OP1; Método: ReCIpe Midpoint (I) V1.06 / World ReCIpe I / Caracterização / Excluindo processos de infraestrutura

Figura 17: EA2 – FBA – Intensidade de contribuição de cada agente químico  
 Fonte: Simapro



A analisar 1 p Fase III - Base Não-Aquosa - OP2; Método: ReCiPe Midpoint (I) V1.06 / World ReCiPe I / Caracterização / Excluindo processos de infraestrutura

Figura 18: EA2 – FBNA – Intensidade de contribuição de cada agente químico  
 Fonte: Simapro

#### 6.2.4 Interpretação do ciclo de vida

Este item é desenvolvido a partir dos resultados da avaliação e visa o reconhecimento e determinação de questões significativas. Além disso, também visa oferecer uma visão geral dos resultados em conjunto com a fase de ICV, com a fase de AICV, bem como com a definição do objetivo e escopo. Optou-se pelo método da análise de contribuição. Segundo prevê a Norma, nesta análise as contribuições dos processos são examinadas através da expressão de sua contribuição como porcentagem do total. Este item segue a Norma apresentando os elementos: identificação das questões significativas, conclusões, limitações e recomendações.

##### 6.2.4.1 Identificação de questões significativas

###### A) Estudo Ambiental 1

A partir da Figura 13, é possível obter uma análise de contribuição dos impactos ambientais provocados pelos processos de produção do FBNA e do FBA, as duas opções de fluidos formulados para serem utilizados na fase IV do poço considerado no EA1. Com base nos resultados, observa-se facilmente que as maiores intensidades em termos de impacto ambiental são atribuídas ao uso do fluido de base não aquosa, com exceção da categoria “Ocupação de solo agrícola”, “Transformação da terra” e “Esgotamento das reservas de metais”.

A Figura 14 mostra a intensidade da contribuição de cada agente químico pertencente à formulação do FBNA:

- Observa-se que o processo de produção da base do fluido se apresenta como o maior contribuinte, representando a contribuição de mais de 50% em mais da metade das categorias de impacto. Dentre estas, contribui com quase a totalidade dos impactos “Mudanças climáticas”, “Destruição da camada de ozônio” e “Esgotamento de recursos fósseis”.
- Os ácidos graxos, que são provenientes de óleo vegetais, por sua vez contribuem significativamente em três categorias provenientes da atividade agrícola, caracterizadas por “Ecotoxicidade terrestre”, “Ocupação de solo agrícola” e “Transformação de terra”.

- O processo de produção do cloreto de cálcio se revela como outro contribuinte significativo em categorias relativas aos impactos negativos na água doce e marinha, ocupação de terra agrícola e urbana, mas principalmente, apresenta grande contribuição para o indicador “Toxicidade humana”.
- O processo correspondente à produção do dietilenotriamina, correlacionado ao “ácido dietilenotriamina penta acético”, na verdade, representa maior contribuição do que deveria, pois se trata de um composto mais complexo. Contudo pode-se apenas apontar sua contribuição significativa no indicador “Toxicidade humana” e “Eutrofização marinha”, reconhecendo pouca consistência nesse resultado.
- Por fim, o processo de produção da barita representa outra contribuição significativa atribuída, principalmente, ao indicador “Esgotamento das reservas de água”, além de outras contribuições significantes nas categorias “Radiação ionizante”, “Eutrofização de água doce”, “Ecotoxicidade de água doce”, “Ecotoxicidade marinha” e “Esgotamento das reservas de metal”.

Figura 15 mostra a intensidade de contribuição de cada agente químico pertencente à formulação do FBA e permite observar seus principais contribuintes:

- Em analogia à comparação entre as bases, realizadas anteriormente, onde o fluido de base aquosa se mostrou menos vantajoso nas categorias “Ocupação de solo agrícola” e “Esgotamento das reservas de metais”, atribui-se tal resultado, principalmente, ao processo de produção da carboximetilcelulose.
- Ainda na mesma analogia, o fluido de base aquosa também se mostrou menos vantajoso na categoria “Transformação de terra”, onde o processo de produção da bentonita se revela como o principal contribuinte. Além

disso, a bentonita possui uma contribuição significativa no indicador “Toxicidade humana” e em todos os demais indicadores, porém em menor proporção.

- O processo de produção do cloreto de sódio também se destaca nos resultados como um dos maiores contribuintes na maioria dos impactos provocados por esta formulação.
- Segundo os resultados, o processo de produção do amido contribui de maneira significativa, principalmente, para os indicadores “Eutrofização marinha” e “Ecotoxicidade terrestre”.
- Os resultados também revelam, mais uma vez, o grande consumo de água provocado pela produção de barita, através do indicador “Esgotamento das reservas de água”.

## B) Estudo Ambiental 2

A partir da Figura 16, obteve-se uma análise de contribuição dos impactos ambientais provocados pelos processos de produção do FBA e do FBNA, que representam as duas opções de fluidos formulados para a fase III do poço considerado no EA2. Ao contrário dos resultados comparativos obtidos para o EA1, observa-se desta vez a predominância das maiores intensidades dos impactos atribuídos ao uso do fluido de base aquosa, com exceção da categoria “Toxicidade humana”, “Ecotoxicidade terrestre” e “Transformação da terra”, esta última em maior proporção.

A Figura 17 mostra a intensidade de contribuição de cada agente químico pertencente à formulação do FBA:

- Observa-se que o processo de produção de barita apresenta a maior contribuição para a maioria das categorias de impacto, representando valores iguais ou superiores à 50% em mais da metade das categorias. Além disso, se apresenta como maior contribuinte para os indicadores “Radiação ionizante”, “Eutrofização de água doce”, “Ecotoxicidade de

água doce”, “Ecotoxicidade marinha e, principalmente, “Esgotamento das reservas de água, como nas análises de contribuição anteriores.

- O processo de produção do cloreto de potássio possui contribuição significativa para o indicador “Ocupação de solo urbano”, contudo possui favorável para o indicador “Transformação de terra”<sup>26</sup>.
- Como nos resultados referentes ao EA1, o processo de produção da carboximetilcelulose, se mostrou o principal contribuinte para os indicadores “Ocupação de solo agrícola” e “Esgotamento das reservas de metais”. Além disso, para os resultados do EA2, a CMC, também possui contribuição significativa para a categoria “Transformação de terra” e, em menores proporções, para o indicador “Ocupação de solo urbano”, “Destruição da camada de ozônio” e “Toxicidade humana” em menores proporções.
- O processo correspondente à produção do sal quaternário de amônio, correlacionado ao “cloreto de amônio”, na verdade, representa menor contribuição do que deveria, pois se trata de um composto menos complexo. Contudo pode-se apenas apontar sua contribuição significativa no indicador “Eutrofização marinha”, reconhecendo pouca consistência nesse resultado.
- O processo de produção do amido modificado também se destaca nos resultados, principalmente nas categorias “Eutrofização marinha” e “Ecotoxicidade terrestre”.

---

<sup>26</sup> Para o indicador “Transformação de terra”, a metodologia ReCiPE considera que a terra é transformada de um estado Natural (N), para um estado Não-Natural (NN). Na metodologia, o primeiro processo de transformação (N para NN) é caracterizado por um fator de caracterização positivo, referindo-se aos danos ambientais. O segundo processo de transformação (NN para N) produz melhoria ambiental e é caracterizado por um fator negativo. Os processos de transformação N para N e de NN para NN não possuem nenhum significado no método ReCiPE (GOEDKOOP *et al.*, 2009).

Figura 18 mostra a intensidade de contribuição de cada agente químico pertencente à formulação do FBNA, apontando graficamente seus principais contribuintes:

- Retomando a análise comparativa entre as bases, o FBA se mostrou menos vantajoso na maioria das categorias de impacto. Dentre os três indicadores nos quais o FBNA se mostrou menos vantajoso, está a “Toxicidade humana”, onde o dietilenotriamina apresenta maior contribuição. Contudo, este agente está correlacionado ao “ácido dietilenotriamina penta acético” que, na verdade, representa maior contribuição do que deveria, pois se trata de um composto mais complexo. Além disso, segundo os resultados, esse mesmo agente também contribui significativamente para o indicador “Eutrofização marinha” e “Ecotoxicidade de água doce”. Todavia, pode-se apenas apontar sua contribuição, reconhecendo mais uma vez, a pouca consistência nesse resultado.
- Quanto aos outros dois indicadores nos quais o FBNA se mostrou menos vantajoso, estão a “Ecotoxicidade terrestre” e a “Transformação da terra”. Observa-se que o ácido graxo proveniente de óleos vegetais, se apresentou como o maior responsável por tal resultado. Além disso, este mesmo agente também é o principal contribuinte para o indicador “Ocupação de solo agrícola”.
- É expressiva a contribuição do processo de barita para indicadores tais como “Radiação ionizante”, “Eutrofização de água doce” “Ecotoxicidade de água doce” e “Ecotoxicidade marinha”. Contudo, mais uma vez os resultados chamam atenção para a categoria “Esgotamento das reservas de água”.
- Mais uma vez o processo de produção do cloreto de potássio se mostrou significativamente impactante na categoria “Ocupação de solo urbano” e impacto favorável para o indicador “Transformação de terra”.

- Por fim, o éster proveniente de óleo vegetal, caracterizado como base do, possui destaque em grande parte dos impactos. Como no EA1, observa-se maior significância para os indicadores “Esgotamento de metais” e “Esgotamento de recursos fósseis”.

#### 6.2.4.2 Conclusões, limitações e recomendações

##### A) Conclusões

Como comentado anteriormente, o grande volume de dados provenientes dos processos de fabricação dos constituintes das formulações torna o esclarecimento dos impactos ambientais provocados bastante complexo. Na tentativa de esclarecer resultados conclusivos, este item se baseia na proposta inicial deste trabalho, bem como no cruzamento das questões significativas entre os estudos consultados, identificadas anteriormente:

- A primeira conclusão se baseia no fato de que alguns constituintes dos fluidos de perfuração contribuem, de forma relevante, com diversas categorias de impacto ambiental, além do impacto provocado pelo seu uso e descarte no ambiente de operação.
- Na justificativa deste trabalho é questionado o uso favorecido de fluidos à base de água, associados à avaliação ambiental do descarte no ambiente marinho. Os resultados mostraram que, pontualmente, existem situações em que na etapa de produção dos constituintes dos fluidos, os impactos ambientais provocados por fluidos de base não aquosa são ambientalmente mais favoráveis. Tal fato contraria uma tendência em se buscar a utilização de fluidos de base aquosa. Além disso, confirma a necessidade de submeter tais formulações a uma ACV, como forma de reconhecer os impactos provocados pelas atividades de perfuração de poços e assegurar sua área de influência significativa, além do ambiente marinho.
- A partir da conclusão acima, vale ressaltar o baixo impacto ambiental do processo produtivo da base éster. Tal fato tornou a formulação que o constitui menos impactante quando comparada a uma formulação à base de

água, elaborada para uma mesma unidade funcional. É reconhecido que ésteres apresentam instabilidade em altas temperaturas e na presença de influxo de gases ácidos no poço. Contudo, sempre que a condição de operação do poço permitir, este trabalho conclui que o uso de fluidos à base de éster é bastante favorável ambientalmente. Tal afirmação se baseia não apenas no seu processo de produção, que se dá a partir de ácidos graxos vegetais e álcoois, apresentando menores impactos proporcionais. Porém, é importante considerar também a sua taxa de biodegradação, reconhecidamente rápida e seus baixos teores de HPAs.

- Os resultados apontam a base olefina como maior responsável pelos impactos. As olefinas são fabricadas a partir de etileno puro, reações controladas através de aquecimento e catalisadores, além de destilação, que tornam seu processo altamente impactante proporcionalmente aos demais constituintes da formulação. Sendo assim, de acordo com os resultados, que foram gerados a partir de uma situação pontual, este trabalho conclui que as olefinas devem ser substituídas sempre que possível.
- É sabido que a barita possui preferência como modificador de densidade em fluidos na perfuração. Além disso, participa sempre em grandes proporções em massa nas formulações, inclusive nestas analisadas. Os resultados mostram que a barita possui destaque em diversos impactos, tais como “Radiação ionizante”, “Eutrofização de água doce” e “Ecotoxicidade marinha”. Contudo, é notório em todas as formulações estudadas, o alto consumo de água gerado pelos processos gravimétricos, de flotação ou de lavagem que, como apresentado anteriormente, fazem parte do processo de produção da barita. Consequentemente, o alto consumo de água no processo de produção da barita, proporcional aos demais processos dos constituintes da formulação, se apresenta como outro resultado conclusivo neste trabalho.
- É necessário considerar os resultados proporcionais dos ácidos graxos nas categorias “Ecotoxicidade terrestre”, “Ocupação de solo agrícola” e “Transformação de terra”. Por serem utilizados relativamente em baixas proporções em formulações de fluidos não aquosos, como parte dos

constituintes do agente umectante, conclui-se que, por serem provenientes de óleos vegetais, a atividade agrícola na produção deste constituinte possui um impacto ambiental relevante.

- Os resultados também permitem concluir que o processo de produção da bentonita possui alto impacto no indicador “Transformação de terra”. De fato este resultado é previsível, devido à atividade da lavra. Contudo, a alta contribuição para o indicador “Toxicidade humana” é notória.
- Com relação à alta contribuição o processo de produção do cloreto de sódio na maioria dos indicadores, conclui-se que não é relevante devido à grande quantidade deste agente na formulação, uma vez que se trata de uma salmoura.
- Com os resultados obtidos, conclui-se que a carboximetilcelulose possui impacto significativo devido à atividade agrícola que envolve a obtenção da celulose. Tal fato resulta nas altas proporções para os indicadores “Ocupação de solo agrícola” e “Transformação de terra”. Além disso, o indicador “Esgotamento das reservas de metais” também possui relevância.
- Conclui-se que o processo de produção do cloreto de cálcio possui alta “Toxicidade humana”.
- Conclui-se que o processo de produção do cloreto de potássio interfere de maneira corretiva na “Transformação de terra”.
- Conclui-se que o processo de produção do amido modificado possui alta “Eutrofização marinha” e “Ecotoxicidade terrestre”.

#### B) Limitações do trabalho

Esta dissertação possui limitações quanto a conclusões definitivas, devido à especificidade de cada caso analisado. Cada volumetria apresentada, diz respeito a um poço em particular que, como dito anteriormente, nunca é perfurado duas vezes. Tal

fato impede o estabelecimento de generalizações, ou mesmo de comparações entre os estudos consultados.

O uso das diferentes opções de formulação está condicionado à ocorrência de problemas durante as perfurações. A comparabilidade se baseia na possibilidade de não haver impedimentos na utilização de fluidos de menor preferência, mesmo que não houvesse reatividade entre o fluido preferencial e a formação rochosa. Mas não significa que ambas as formulações poderiam ser utilizadas livremente.

Existiram também algumas limitações na identificação dos nomes comerciais dos aditivos e bases apresentados nos estudos. Mesmo as descrições apresentadas nas FISPQs apresentam informações genéricas, gerando certa incerteza tanto na identificação da substância, quanto na definição da tecnologia de seu processo de produção.

Devido à grande dificuldade na obtenção de informações provenientes dos fabricantes de fluidos, pouco se sabe sobre os locais de onde os constituintes dos fluidos são fabricados. Os resultados atingidos não refletem a verdadeira população de interesse, pois possui a incerteza sobre a origem dos processos de fabricação dos produtos utilizados nas perfurações em questão.

O trabalho possui alguns processos considerados equivalentes ao processo dos reais constituintes e, conseqüentemente, a completeza deste trabalho de fato está comprometida, pois apresenta cerca de 40% dos processos estimados com diferentes graus de equivalência.

A última limitação a ser apontada está no esclarecimento das fases mais críticas dos processos investigados, em termos dos impactos ambientais. Quando se utiliza o banco de dados, todas as entradas e saídas estão registradas, mas não há *links* entre os impactos e as fases do processo unitário onde são gerados.

### C) Recomendações

Com esta dissertação recomenda-se a continuidade das aplicações da ACV, comparando um número maior de formulações numa mesma unidade funcional e em diferentes poços, fases e condições de operação. Com isso, será possível atingir certo grau de conhecimento, suficiente para o desenvolvimento de uma metodologia de apoio à decisão multicritério, auxiliando na avaliação ambiental dos fluidos e seus constituintes. Segundo SEPPÄLÄ (2003) o objetivo da utilização da Análise de Apoio à Decisão Multicritério não é definir um julgamento, mas ajudar a organizá-lo e

proporcionar um modelo do problema que pode levar a uma maior compreensão da situação.

Outra recomendação se refere ao apoio do uso de ferramentas de avaliação ambiental, tais como a ACV, capazes de reconhecer e assegurar toda a área de influência no meio ambiente dos impactos provocados pelas atividades de perfuração de poços. Tal ação promove uma postura mais consciente e responsável com relação às questões ambientais na etapa de perfuração.

Os resultados confirmam a importância da co-responsabilidade por parte dos operadores com relação aos impactos gerados pelos produtos que consomem. Desta forma é possível contribuir, de maneira consciente e responsável, com a redução dos impactos ambientais gerados pelas atividades em que atuam. Recomenda-se a inclusão dos impactos referentes aos processos de produção dos constituintes dos fluidos, além da eficiência na perfuração, menores custos e regulações ambientais do descarte *offshore* que por sua vez influenciam nas decisões sobre logística e tratamento *onshore*.

Com relação aos impactos encontrados a partir da aplicação da ACV, recomenda-se que os operadores, antes de adquirir produtos de terceiros, realizem auditorias “*in loco*”, com o objetivo de avaliar a gestão ambiental da empresa fornecedora. Dentre os quesitos que se pode apontar:

- O consumo de água do processo produtivo da barita. Atualmente, a preocupação existente está nos teores de Cd e Hg presentes na baritina, para que estes não sejam tóxicos ao ambiente marinho. Recomenda-se que seja verificada a existência de programas de consumo consciente nos processos, bem como tratamento e reaproveitamento.

- A verificação de Programas de Controle Médico de Saúde Ocupacional (PCMSO) dos funcionários que atuam nos processos produtivos, principalmente, de bentonita e cloreto de cálcio. Além disso, recomenda-se investigar demais passivos ambientais que possam contribuir com algum dano à saúde da população do entorno da fábrica/lavra.

- Verificar a gestão dos processos que possuem uma fase agrícola significativa, como por exemplo, a carboximetilcelulose, bem como o ácido graxo e o éster, provenientes de óleos vegetais. Estes processos precisam tratar a ecotoxicidade do solo pelo uso de defensivos agrícolas e sua recuperação de forma responsável.

Além disso, ainda com relação aos impactos encontrados a partir da aplicação da ACV, recomenda-se também que seja estimulada a utilização de bases provenientes

recursos renováveis, bem como que haja maior estímulo no desenvolvimento de projetos de pesquisa que busquem maior estabilidade térmica e maior resistência ao ataque ácido e básico nestes compostos.

É importante ressaltar que a avaliação ambiental para o licenciamento dos fluidos ainda atende aos mecanismos de comando e controle em todo o mundo, definindo padrões de lançamentos “*end of pipe*”. No Brasil, segundo preconiza a CONAMA 237 (1997), cada órgão ambiental emite as licenças dentro dos limites territoriais de sua área de atuação. Tal ação ignora a possibilidade da atividade licenciada estimular impactos ambientais relevantes fora da área de atuação do órgão responsável pelo licenciamento. Considera-se que tal fato impede que atividade licenciada nessas condições seja sustentável ambientalmente.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 14040**: Gestão Ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípios e estrutura. Brasil, 2009a.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 14044**: Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Requisitos e orientações. Brasil, 2009b.

ALTIN, D., FROST, T.K., NILSSEN, I., “Approaches for derivation of environmental quality criteria for substances applied in risk assessment of discharges from offshore drilling operations”. *Integrated Environmental Assessment and Management*, v. 4, n. 2, pp. 204–214, December, 2007.

American Society of Mechanical Engineers (ASME), *Drilling Fluids Processing Handbook*, 1ed., USA, Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2005.

ANSARI, A. A., “REACH - Understanding the Risk Assessment Process”. *ASSE Professional Development Conference and Exhibition*, 09-681, San Antonio, TX, June 28 - July 1, 2009.

ARAÚJO, R. M., *Barita*. In: Sumário Mineral-2010, Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM/MME, Brasília, 2010.

BORTHWIK, I., BALKAU, F., READ, T., MONOPOLIS, J., *Environmental Manangement in Oil and Gas Exploration and Production: An overview of issues and Manangement Approaches*. In E&P Forum Report 2.72/254, ISBN 92-807-1639-5, UNEP IE Technical Report 37, 1997.

BRASIL ENERGIA. Lições do Leilão da ANP, **Revista Brasil Energia**, n. 224, Julho 1999.

BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA. Resolução CONAMA 237 de 19 de dezembro de 1997, Dispõe sobre o Licenciamento Ambiental. Diário Oficial da União, Brasília, 22 de dezembro de 1997.

BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA. Resolução CONAMA 23 de 7 de dezembro de 1994, Institui procedimentos específicos para o licenciamento da atividades relacionadas à exploração de lavras e jazidas de combustíveis líquidos e gás natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, 30 de dezembro de 1994.

BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA. Resolução CONAMA 350 de 6 de julho de 2004, Dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição. **Diário Oficial da União**, Brasília, 20 de agosto de 2004.

BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA. Resolução CONAMA 357 de 17 de março de 2005, Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes. **Diário Oficial da União**, Brasília, 18 de março de 2005.

BRASIL. Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, n. 147, p. 3, 03 de agosto de 2010.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente – MMA. Lei n. 6.938 de 31 de agosto de 1981, Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L6938.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L6938.htm)>. Acesso em: 31/05/2010.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente – MMA. Lei n. 9.478, Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o

Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9478.htm>>. Acesso em: 31/05/2010.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente – MMA. Lei n. 9.966, Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9966.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9966.htm)>. Acesso em: 31/05/2010.

BRET-ROUZAUT, N., FAVENNEC, J.- P., *Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo*. 2<sup>ED</sup>. Rio de Janeiro, Synergia, 2011.

BURGESS, A.A., BRENNAN, D.J., “Application of life cycle assessment to chemical processes”, *Chemical Engineering Science*, Volume 56, n. 8, pp. 2589-2604, April 2001.

BURKE, C.J., VEIL, J.A. *Potential Environmental Benefits from Regulatory Consideration of Synthetic Drilling Muds*. In: Argonne National Laboratory Technical Memorandum ANL/EAD/TM-43, U.S. Department of Energy Office of Policy, February 1995.

CHARLES M., SAYLE S., “Offshore drill cuttings treatment technology evaluation”. *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, 126333-MS, Rio de Janeiro, Brazil, 12-14, April 2010.

CHEHEBE, J. R. B., *Análise do ciclo de vida de produtos: ferramenta gerencial da ISO 14000*, 1ed., Rio de Janeiro, Qualitymark, 1997.

CLODFELTER, C.L., RATLIFF, M.D. 2001, “Environmental Issues Affecting Deepwater Gulf of Mexico Development”. *SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environment Conference*, SPE 66576, San Antonio, Texas, 26-28 February.

CRUZ, W. S., NETO, E. T., “A avaliação ambiental estratégica como instrumento para solução de conflitos do licenciamento ambiental na regulação do petróleo”, *VI Congresso Brasileiro de Regulação – Associação Brasileira de Agências e Regulação*, Rio de Janeiro, 18-20 de Maio, 2009. Disponível em: <<http://www.workoutenergy.com.br/abar/cbr/Trab0303.pdf>>. Acesso em: 10/06/2010.

DARLEY, Henry C. H., GRAY, George, Robert. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. Gulf Professional Publishing, Houston, USA, 1988.

DUTRA, L.E.D. “O Petróleo no Início do Século XX: alguns elementos históricos”, *Revista Brasileira de Energia*, v.4, n.1, 24 p. 1995.

ELCOCK, D., *Life Cycle Thinking for the Oil and Gas Exploration and Production Industry*. In: Report ANL/EVS/R-07/5, U.S. Department of Energy, Chicago, USA, 2006.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. *Manual de Licenciamento Ambiental: guia de procedimento passo a passo*. Gerência Ambiente, Rio de Janeiro, 2004.

FRIEDHEIM, J.E., CONN, H.L., “Second Generation Synthetic Fluids in the North Sea: Are They Better?” *IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 35061*, New Orleans, USA, 12-15 March, 1996.

FROST, T.K., NILSSEN, I., NEFF, J, ALTIN, D, EIDE LUNDE, K, *Toxicity of drilling discharges*. In: ERMS Report no 4, 2006.

GOEDKOOP, M., HEIJUNGS, R., DE SCHRYVER, A., STRUIJS, J., VAN ZELM, R., *ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonized category indicators at the midpoint and the endpoint level*. In: Report I: Characterisation, Ministerie Van V.R.O.M., Den Haag (Netherlands), January, 2009.

<p>GOEDKOOOP, M., OELE, M., SCHRYVER A., VIEIRA, M., HEGGER S., <i>SimaPro Database Manual-Methods library</i>. PRé Consultants, October, 2010.</p>
<p>GOEDKOOOP, M., SCHRYVER, A.D., OELE, M., DURKSZ S., ROEST D., <i>Introduction to LCA with SimaPro 7</i>. PRé Consultants, November, 2010.</p>
<p>GUIMARÃES, C., V., N., <i>Análise da evolução do modelo de avaliação ambiental de pesquisas sísmicas marítimas no Brasil</i>. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.</p>
<p>IBAMA, <i>Guia para o Licenciamento Ambiental das Atividades de Exploração de Petróleo – Sísmica e Perfuração: 8ª Rodada de Licitações da ANP</i>, 2006. Disponível em: &lt;<a href="http://www.anp.gov.br/guias_r8/sismica_r8/apresentacao.htm">http://www.anp.gov.br/guias_r8/sismica_r8/apresentacao.htm</a>&gt;. Acesso em: 14/06/2010.</p>
<p>JACHNIK, R.P., BAKER HUGHES INTEQ, “Variance in Environmental Legislation. Cause and Effect on Drilling Fluid Research and Use”. <i>International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico</i>, 28740-MS, Veracruz, Mexico, 10-13 October 1994.</p>
<p>JOHNSEN S., FROST T.K., HJELSVOLD M., UTVIK T.R., “The environmental impact factor - A proposed tool for produced water impact reduction, management and regulation”. <i>SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production</i>, 61178-MS, Stavanger, Norway, 26-28 June 2000.</p>
<p>LUZ, A. B., BALTAR, C. A. M., <i>Barita</i>. In: <i>Rochas &amp; Minerais Industriais: Usos e Especificações</i>, Rio de Janeiro, CETEM/MCT, 2009.</p>
<p>LUZ, A. B., OLIVEIRA C. H., <i>Bentonita</i>. In: <i>Rochas &amp; Minerais Industriais: Usos e Especificações</i>, Rio de Janeiro, CETEM/MCT, 2009.</p>
<p>M-I SWACO, <i>Drilling Fluids Engineering Manual</i>. Houston, USA, 1998.</p>

MORTON, K., BOMAR, B., SCHILLER, M., *et al.*, “*Selection and Evaluation Criteria for High-Performance Drilling Fluids*”, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 9 - 12 October 2005.

MUNDA, G., “Dealing with a Complex World: Multiple Dimensions, Values and Scales”. In: Springer, *Social Multi-Criteria Evaluation for a Sustainable Economy*, 1ed., chapter 2, USA, Springer, 2008.

NEFF, J.M. “Estimation of bioavailability of metals from drilling mud barite”, *Integrated Environmental Assessment and Management* , v.4, n. 2 pp. 184–193, November 2007.

NEFF, J.M., *Composition, environmental fates, and biological effect of water based drilling muds and cuttings discharged to the marine environment: A synthesis and annotated bibliography*. In: American Petroleum Institute Report prepared for the Petroleum Environmental Research Forum (PERF). Washington, D.C., January, 2005.

NEFF, J.M., MCKELVIE, S., AYERS R.S. J., *Environmental impacts of synthetic based drilling fluid*. In: MMS 2000-064 Report, Department of Interior. Minerals Management Service, New Orleans, L.A., Gulf of Mexico OCS Region, August, 2000.

OSPAR, *List of substances / preparations used and discharged offshore which are considered to pose little or no risk to the environment (PLONOR)*. Report 2004–10, OSPAR convention for the protection of the marine environment of the north-east atlantic, 2004.

PATIN, S., *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*. 1ed., New York, EcoMonitor, 1999.

PETTRSEN, J., Overall evaluation of offshore drilling fluid technology. Development and application of life-cycle inventory and impact assessment methods.

Ph.D. dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2007.

PHILIPPI, A. JR; ROMÉRO, M. A.; BRUNA, G. C., *Curso de gestão ambiental*. 1 ed. Barueri, SP, Manole, 2004.

PIVEL, M.A.G., FREITAS, C.M.D.S., COMBA, J.L.D., “Modeling the discharge of cuttings and drilling fluids in a deep-water environment”, *Deep-Sea Research*, part 2, v. 56, pp. 12-21, Oct, 2008.

PORTO, A. C. C. H., PORTO, R. A. P., BONE, R. B., “Licenciamento das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo”, *IV Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás – PDPETRO/07*, 6.2.0119-4 – 1, Campinas, SP, 21-24 de Outubro, 2007.

REED, M., RYE, H., JOHANSEN, Ø, HETLAND, B., JOHNSEN, S., FROST, T.K., HJELSVOLD, M., SALTE, K., JOHNSEN, H.G., KARMAN, C.C., SMIT, M.G.D., GIACCA, D., BUFAGNI, M., COVA, A., GAUDEBERT, B., DURRIEU, J., UTVIK, T.R., FOLLUM, O.A., GUNDERSEN, J., SANI, S., SKADSHEIM, A., BECHMAN, R., BAUSANT, T. 2001. “DREAM: A dose-related exposure assessment model technical description of physical-chemical fates components”. *International Marine Environmental Modeling Seminar*, 73856-MS, New Orleans, LA, October 2001.

ROCHA, L. A. S., AZEVEDO, C. T., *Projetos de Poços de Petróleo*. 1 ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2007.

RYE, H., REED, M., FROST, T.K., SMIT, M.G.D., DURGUT, I., JOHANSEN, Ø, DITLEVSEN, M.K. “Development of a numerical model for calculating exposure to toxic and nontoxic stressors in the water column and sediment from drilling discharges”. *Integrated Environmental Assessment and Management*, v.4, n. 2, PP. 194–203, December, 2007.

SAASEN, A., BERNTSEN, M., LOKLINGHOLM, H., IGELTJORN, H., ASNES, K., 2000, “The Effect of Drilling Fluid Base Oil Properties on the Occupational Hygiene and the Marine Environment”. *SPE International Conference on Health, Safety & Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61261, Stavanger, Norway, 26-26 June.

SADIQ, R., HUSAIN, T., VEITCH, B., BOSE, N., “Risk-based decision-making for drilling waste discharges using a fuzzy synthetic evaluation technique”, *Ocean Engineering*, v. 31, pp. 1929-1953, Nov. 2004.

SCHAFFEL, S. B., *A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no brasil*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.

SEPPÄLÄ, J. *Life Cycle Impact Assessment Based on Decision Analysis*. Ph.D. dissertation, Helsinki University of Technology, Espoo, Finland, 2003.

SILVA, T. H. C., *Bentonita*. In: Sumário Mineral-2010, Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM/MME, Brasília, 2010.

SINGSAAS, I., RYE, H., FROST, T. K., SMIT, M. GD, GARPESTAD, E., SKARE, I., BAKKE, K., VEIGA, L. F., BUFFAGNI, M., FOLLUM, O.-A., JOHNSEN, S., MOLTU, U.-E., REED, M., “Development of a Risk-Based Environmental Management Tool for Drilling Discharges. Summary of a Four-Year Project”. *Integrated Environmental Assessment and Management*, v. 4, n. 2, pp. 171–176, April, 2008.

SMIT, M.G.D., HOLTHAUS, K.I.E., KAAG, N.B.H.M., JAK, R.G., *The derivation of a PNEC<sub>water</sub> for weighting agents in drilling mud*. In: ERMS report no 6, April, 2006.

SMIT, M.G.D., HOLTHAUS, K.I.E., TAMIS, J.E., JAK, R.G., KJEILEN-EILERTSEN, G., TRANNUM, H., NEFF, J.M., KARMAN, C.C. *Threshold levels*

*and risk functions for non-toxic sediment stressors: burial, grain size change and hypoxia.* In: TNO 2006 – DH – 0044/A - ERMS report no 9, April, 2006.

SMIT, M.G.D., JAK, R.G., RYE, H., FROST, T.K., SINGSAAS, I., KARMAN, C.C., Assessment of environmental risks from toxic and nontoxic stressors; a proposed concept for a risk-based management tool for offshore drilling discharges. ***Integrated Environmental Assessment and Management***, v.4, n. 2, pp. 177-183, April, 2008.

TEIXEIRA, A., KAI, H., “Quebra de Monopólio e Aumento da Produtividade: Lições da Indústria de Petróleo no Brasil”, ***FUCAPE Debates***, v. 3, n. 1 (Jan. / Fev./ Mar.), PP. 1-7, Jan. 2007.

THOMAS, J. E., *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2 ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2001.

U.S. Environmental Protection Agency, *Environmental Assessment of Proposed Effluent Limitations Guidelines and Standards for Synthetic Based Drilling Fluids and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category*. In: Report EPA 821-B-98-019, USA, February 1999.

U.S. Environmental Protection Agency, *Proposed National Pollutant Discharge Elimination System (“NPDES”)*. In: General Permit No CAG280000 for Offshore Oil and Exploration, Development and Production Operations off Southern, California, 2000.

U.S.Geological Survey (USGS), *Barite*. In: Mineral commodity summaries 2011, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia, 2011.

# ANEXO A

## ALKYLBENZENE SULFONATE, LINEAR, PETROCHEMICAL, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	This module contains material and energy input, production of waste and emissions for the production of linear alkylbenzene sulfonate out of benzene and paraffins. Transports and infrastructure have been estimated. No water consumption included.
<b>Localização</b>	RER - Data based on the European linear alkylbenzene sulfonate production
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	washing agents
<b>Subcategoria</b>	tensides
<b>Comentário geral</b>	data based on the ECOSOL study of the European surfactant industry. Allocations in multioutput processes were made, using the relative mass outputs of products.
<b>Número CAS</b>	042615-29-2
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Average technology, representing a mix of 50% aluminium chloride (AlCl <sub>3</sub> ) process and 50% hydrofluoric acid (HF) process - typical for European production conditions in the mid 90s.
<b>Fonte</b>	Zah R., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## AMMONIUM CHLORIDE, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Modified Solvay process including materials, energy uses, infrastructure and emissions.
<b>Localização</b>	GLO - The inventory is modelled for the world..
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	inorganics
<b>Comentário geral</b>	The multioutput-process "modified Solvay process" delivers the co-products ammonium chloride and sodium carbonate. The allocation is based on stoichiometric calculation.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Chlorination of ammonium
<b>Fonte</b>	Sutter, J., <i>Final report ecoinvent Data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, ETHZ, Duebendorf and St. Gallen, CH, 2007

## BARITE, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Cradle to gate analysis of barite production including infrastructure, energy, water and estimation of particle emissions. Land use included in infrastructure.
<b>Localização</b>	RER - Publication in the US.
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	inorganics
<b>Comentário geral</b>	Rough estimation for the mining.
<b>Número CAS</b>	007727-34-7
<b>Fórmula</b>	BaSO <sub>4</sub>
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Resource extraction and processing of material.
<b>Fonte</b>	Jungbluth, N., <i>Sachbilanzen von Energiesystemen. Final report No. 6 ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, PSI, Dübendorf and Villigen, CH, 2007

## CALCIUM CHLORIDE, CaCl<sub>2</sub>, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Manufacturing process by means of the Solvay technique is considered, including the consumption of raw materials, auxiliaries, energy, infrastructure and land use, as well as transport of the raw materials, auxiliaries and wastes. The system also includes the generation of wastes and emissions into air and water. Transport and storage of the final product soda are not included. No byproducts or coproducts are considered. Transient or unstable operations are not considered, but the production during stable operation conditions. Emissions to air are considered as emanating in a high population density area. Emissions into water are assumed to be emitted into rivers. Solid wastes are assumed to be sent to landfill. Most data are from a German study based on measurements in two German plants. A Finnish study bases also on data from one plant, but no background information about the data is available. The other sources are literature data and estimations. Highest value is taken (conservative criterion). Inventory refers to 1 kg 100% soda, powder, at plant. The production of light soda is considered; the process to obtain heavy soda from light soda is not included.
<b>Localização</b>	RER - Data are from measures at European manufacturing plants or estimations considering the European situation
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	inorganics
<b>Comentário geral</b>	The multioutput process "soda production, Solvay process, at plant" delivers the co-products "soda, powder, at plant" and "calcium chloride, CaCl <sub>2</sub> , at plant". An allocation to the two products is done by using the prices, resulting in soda 33% and calcium chloride 67%.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Data from Finnish and German literature source refer apparently to state-of-the-art manufacturing plants.
<b>Fonte</b>	Althaus H.-J., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## BENTONITE, AT PROCESSING

<b>Processos inclusos</b>	"bentonite, at processing" is a virtual product, put together from the production processes of alkaline activated bentonite (38%), acid activated bentonite (61%) and catalytic converter (1%). The production process of acid activated bentonite includes the raw materials, milling, activation, filtration/washing, milling, drying and storage. The production process of alkaline activated bentonite includes the raw materials, mixing, activation, grinding-drying, mixing/milling/granulation and storage. The total production amount for all products for 1997 is 316'000t and for 1999 is 345'743t.
<b>Localização</b>	DE - For the exchanges, RER, UCTE, GLO and CH modules have been used as proxy. For Isopropanol the proxy "NMVOC to water" is used. The salt in the waste water is assumed to be made of 50% sodium chloride and 50% sodium sulphate. Sodium chloride is divided into "sodium ion" and "chloride ion" and sodium sulphate into "sodium ion" and "sulphate ion". For unspecified metals to water, aluminium is used as proxy
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	construction materials
<b>Subcategoria</b>	additives
<b>Comentário geral</b>	The emissions to water are direct emissions as they are released into the river after treatment. Emissions to air are from processes. The emissions from combustion of fuels are imported via the requirements of fossil energy.
<b>Fórmula</b>	Bleicherde, bleaching earth
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Mix of different production processes for different products in one German plant: 61% acid activated bentonite, 38% alkaline activated bentonite and 1% catalytic converter
<b>Fonte</b>	Kellenberger D., <i>Final report ecoinvent 2000</i> , Swiss Centre for LCI, EMPA-DU, Dübendorf, CH, 2004

## CARBOXYMETHYL CELLULOSE, POWDER, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	This module contains material and energy input, production of waste and emissions for the production of carboxy methyl cellulose. Transport and infrastructure have been estimated.
<b>Localização</b>	RER - data from 1 European producer, used as European average
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	washing agents
<b>Subcategoria</b>	auxiliary agents
<b>Comentário geral</b>	data based on company information for a former detergent study of EMPA
<b>Número CAS</b>	009000-11-7
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Processing of alkaline cellulose with mono acetic acid, used as average technology for the mid 90s
<b>Fonte</b>	Zah R., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## CHEMICALS ORGANIC, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	A general module for organic chemicals is established, based on the modules of several organic substances from the ecoinvent database
<b>Localização</b>	GLO - General module, based on chemicals from Europe, Switzerland and Global level, used as a global average.
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	organics
<b>Comentário geral</b>	An unweighted average of the first 20 organic substances, being part of the top100 chemicals and included into this database, is established.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Present technology for the production of the different included chemicals (for details, see datasets of the respective chemical substance)
<b>Fonte</b>	Althaus H.-J., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## CLAY, AT MINE

<b>Processos inclusos</b>	includes excavation by digger, transportation to first grinding machine, the land-use of the mining and the recultivation area
<b>Localização</b>	CH - "recultivation, bauxite mine" has been used as Proxy
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	construction materials
<b>Subcategoria</b>	additives
<b>Comentário geral</b>	assumed thickness of clay layer in nature: 30m. No electricity consumption as transports are made by heavy diesel machines and further treatment (including water consumption) is included in "brick, at plant" or "roof tile, at plant". Different types of transformation in Europe, therefore "transformation, to unknown" has been chosen.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	typical technology for swiss clay mining
<b>Fonte</b>	Kellenberger D., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## DIETHYLENE GLYCOL, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	includes precursors, transports and infrastructure
<b>Localização</b>	RER - RER
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	organics
<b>Comentário geral</b>	This Multi-Output inventory is based on literature sources that are based on actual plant throughputs and measurements. The oxidation of ethylene oxide leads to three coproducts: ethylene glycol, diethylene glycol (DEG) and triethylene glycol (TEG).
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	represents a current cross-section of actual plants in Europe
<b>Fonte</b>	Althaus H.-J., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## DTPA, DIETHYLENETRIAMINEPENTAACETIC ACID, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Data from EDTA production taken as a first approximation
<b>Localização</b>	RER - Data from EDTA production taken as a first approximation
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	organics
<b>Comentário geral</b>	The functional unit represent 1 kg of DTPA. Large uncertainty of the process data due to the fact that EDTA data are used here.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Data from EDTA production taken as a first approximation
<b>Fonte</b>	Hischier R., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## ETHYLENE CARBONATE, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	This dataset includes the reaction of ethylene oxide with carbon dioxide in a reactor with a reaction temperature at 120°C under pressure and with the use of a silver based catalyst. Energy consumption, ethylene oxide and CO <sub>2</sub> emissions to air are calculated. After heating, process runs adiabatic.
<b>Localização</b>	CN - Some Swiss or European datasets are used for global processes.
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	organics
<b>Comentário geral</b>	The dataset can be used for example as electrolyte for batteries. Data are based on patents. For infrastructure, the ecoinvent dataset "chemical plant, organics" is accounted. Transportation efforts are based on ecoinvent standard estimates.
<b>Número CAS</b>	000096-49-1
<b>Fórmula</b>	C <sub>3</sub> H <sub>4</sub> O <sub>3</sub>
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	This dataset includes a method of producing ethylene carbonate out of ethylene oxide and carbon dioxide under adiabatic conditions (after heating). Temperature in the reactor: 120 - 130 °C; pressure: 16 bar. Ethylene oxide conversion is 99.95%. Assumption: Catalyst is silver based.
<b>Fonte</b>	Hischier, R., <i>Final report ecoinvent data v2.1</i> , Swiss Centre for LCI, Dübendorf. CH, 2009

## LIME, HYDRATED, PACKED, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Includes the packing and one part of the total heating energy for "production" and "administration"
<b>Localização</b>	CH - data are from only one company in Switzerland (KFN)
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	construction materials
<b>Subcategoria</b>	binder
<b>Comentário geral</b>	Packed lime products do all use the module "packing, lime products"
<b>Fórmula</b>	Ca(OH) <sub>2</sub>
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	The company KFN works on a technically high level.
<b>Fonte</b>	Kellenberger D., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## LIMESTONE, MILLED, LOOSE, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Includes the processes: milling, sieving, filtering and storing. One part of the total heating energy for "production" and "administration" is included. Equipment included in the infrastructure: 1 crusher, 1 sieve, and 2 small silos and 1 filter.
<b>Localização</b>	CH - data are from only one company in Switzerland (KFN), for some exchanges RER-modules have been used as proxy
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	construction materials
<b>Subcategoria</b>	additives
<b>Comentário geral</b>	Infrastructure data are estimated based on a tour and sketches of the process. The value of the infrastructure is normalized with a annual production capacity of about 6'000 tons of product per year. The estimated lifespan of the machines is 25 years. There are no dust emissions as the mill is a closed system. 50% of the electricity consumption is covered by the grid and 50% by a hydropower plant nearby. The infrastructure for electricity transportation from power plant to KFN is not included.
<b>Número CAS</b>	001317-65-3
<b>Fórmula</b>	CaCO <sub>3</sub>
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	The company works on a technically high level; heavy machines (excl. building machines) are operated electrically; air is recirculated in closed loop to avoid dust emissions
<b>Fonte</b>	Kellenberger D., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## MAGNESIUM OXIDE, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Raw materials, machineries and energy consumption for production, estimated emissions to air from production and infrastructure of the site (approximation). No water emissions.
<b>Localização</b>	RER - Data are used here as European average.
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	inorganics
<b>Comentário geral</b>	The functional unit represent 1 kg of magnesium oxide. Large uncertainty of the process data due to weak data on the production process.
<b>Número CAS</b>	001309-48-4
<b>Fórmula</b>	MgO
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Data approximated with data from iron mining and beneficiation as well as lime crushing and milling.
<b>Fonte</b>	Hischier R., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## METHANOL, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Raw materials, processing energy, estimate on catalyst use, emissions to air and water from process, plant infrastructure .
<b>Localização</b>	GLO - Data from various plants of different locations. Data mainly from literature and articles related with plant design.
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	organics
<b>Comentário geral</b>	The process describes the production of methanol from natural gas. The process refers on a steam reforming process to obtain syn-gas for the production of methanol. No CO <sub>2</sub> use, no Hydrogen production (assumed as burned in the furnace).
<b>Número CAS</b>	000067-56-1
<b>Fórmula</b>	CH <sub>3</sub> OH
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Data refers to steam reforming of natural gas. Other reforming technologies used for to determine the uncertainty. Only production from natural gas included.
<b>Fonte</b>	Althaus H.-J., <i>Final reportecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## MODIFIED STARCH, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Only high aggregated data were available. So the emissions from energy consumption, waste water treatment and raw material inputs have been subtracted resulting in a difference in NMVOC emissions shown in this process.
<b>Localização</b>	RER - Modified starch "mater-bi" is produced mainly by Novamont in Terni, Italy
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	plastics
<b>Subcategoria</b>	polymers
<b>Comentário geral</b>	Inventory refers to the production of 1 kg granulate modified starch. The inventory is based on calculations and extrapolations using highly aggregated background data from the environmental product declaration of Materbi (Novamont, 2004, Italy). Included processes in the inventory of modified starch granulate are the production of input materials corn starch and fossil components (plasticizers and complexing agents), transports of input materials, energy consumption in the processing and packaging at plant as well as waste treatment.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Production of modified starch out of corn starch, plasticizers and complexing agent.
<b>Fonte</b>	Althaus H.J., <i>Final report ecoinvent Data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Duebendorf, CH, 2007

## N-OLEFINS, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	This module contains material and energy input, production of waste and emissions for the production of n-olefins out of n-paraffins and ethylene. Water consumption and infrastructure have been estimated.
<b>Localização</b>	RER - Data based on the European n-olefins production
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	organics
<b>Comentário geral</b>	data based on the ECOSOL study of the European surfactant industry. Allocations in multioutput processes were made, using the relative mass outputs of products.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Average technology, typical for European production conditions in the mid 90s
<b>Fonte</b>	Zah R., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## NYLON 6, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Aggregated data for all processes from raw material extraction until delivery at plant
<b>Localização</b>	RER - 3 European production sites
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	plastics
<b>Subcategoria</b>	polymers
<b>Comentário geral</b>	Data are from the Eco-profiles of the European plastics industry (PlasticsEurope). Not included are the values reported for: recyclable wastes, amount of air / N2 / O2 consumed, unspecified metal emission to air and to water, mercaptan emission to air, unspecified CFC/HCFC emission to air, dioxin to water. The amount of "sulphur (bonded)" is assumed to be included into the amount of raw oil.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	production by different ways out of caprolactam
<b>Fonte</b>	Hischier R., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## POTASSIUM CHLORIDE, AS K<sub>2</sub>O, AT REGIONAL STOREHOUSE

<b>Processos inclusos</b>	Starting from mining of potash salts, the processes of concentration of the potassium chloride, conditioning, drying and transport to the regional storage were included. The use of the resource sylvinite was accounted for as well as the disposal of the salt residues on heaps and to rivers. Treatment of other wastes was included. Coating and packaging of the final fertiliser products were not included. Infrastructure was included by means of a proxy module.
<b>Localização</b>	RER - The data refer to Germany.
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	agricultural means of production
<b>Subcategoria</b>	mineral fertiliser
<b>Comentário geral</b>	Refers to 1 kg K <sub>2</sub> O, resp. 1.67 kg potassium chloride with a K <sub>2</sub> O-content of 60.0%
<b>Número CAS</b>	007447-40-7
<b>Fórmula</b>	KCl
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	The potash salts stem from underground mines. Three different technologies are used to concentrate the salt: solution in hot water, flotation and electrostatic separation. The inventory describes a mixture of these processes.
<b>Fonte</b>	Nemecek, T., <i>Ecoinvent report version 2.0</i> , Swiss Centre for LCI, ART, Duebendorf and Zurich, CH, 2007

## SODA PRODUCTION, SOLVAY PROCESS, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Manufacturing process by means of the Solvay technique is considered, including the consumption of raw materials, auxiliaries, energy, infrastructure and land use, as well as transport of the raw materials, auxiliaries and wastes. The system also includes the generation of wastes and emissions into air and water. Transport and storage of the final product soda are not included. No byproducts or coproducts are considered. Transient or unstable operations are not considered, but the production during stable operation conditions. Emissions to air are considered as emanating in a high population density area. Emissions into water are assumed to be emitted into rivers. Solid wastes are assumed to be sent to landfill. Most data are from a German study based on measurements in two German plants. A Finnish study bases also on data from one plant, but no background information about the data is available. The other sources are literature data and estimations. Highest value is taken (conservative criterion). Inventory refers to 1 kg 100% soda, powder, at plant. The production of light soda is considered; the process to obtain heavy soda from light soda is not included.
<b>Localização</b>	RER - Data are from measures at European manufacturing plants or estimations considering the European situation
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	inorganics
<b>Comentário geral</b>	The multioutput process "soda production, Solvay process, at plant" delivers the co-products "soda, powder, at plant" and "calcium chloride, CaCl <sub>2</sub> , at plant". An allocation to the two products is done by using the prices, resulting in soda 33% and calcium chloride 67%.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Data from Finnish and German literature source refer apparently to state-of-the-art manufacturing plants.
<b>Fonte</b>	Althaus H.-J., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## SODA, POWDER, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Manufacturing process by means of the Solvay technique is considered, including the consumption of raw materials, auxiliaries, energy, infrastructure and land use, as well as transport of the raw materials, auxiliaries and wastes. The system also includes the generation of wastes and emissions into air and water. Transport and storage of the final product soda are not included. No byproducts or coproducts are considered. Transient or unstable operations are not considered, but the production during stable operation conditions. Emissions to air are considered as emanating in a high population density area. Emissions into water are assumed to be emitted into rivers. Solid wastes are assumed to be sent to landfill. Most data are from a German study based on measurements in two German plants. A Finnish study bases also on data from one plant, but no background information about the data is available. The other sources are literature data and estimations. Highest value is taken (conservative criterion). Inventory refers to 1 kg 100% soda, powder, at plant. The production of light soda is considered; the process to obtain heavy soda from light soda is not included.
<b>Localização</b>	RER - Data are from measures at European manufacturing plants or estimations considering the European situation
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	inorganics
<b>Comentário geral</b>	The multioutput process "soda production, Solvay process, at plant" delivers the co-products "soda, powder, at plant" and "calcium chloride, CaCl <sub>2</sub> , at plant". An allocation to the two products is done by using the prices, resulting in soda 33% and calcium chloride 67%.
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	Data from Finnish and German literature source refer apparently to state-of-the-art manufacturing plants.
<b>Fonte</b>	Althaus H.-J., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

## SODIUM CHLORIDE, POWDER, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	this module includes the solution mining process of sodium chloride, its cleaning from impurities, and the drying step. It is sold as bulk and therefore no packaging materials are included.
<b>Localização</b>	RER - data from one European solution mining site - used to represent the European mix of 41% solution mining and 59% rock salt
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	chemicals
<b>Subcategoria</b>	inorganics
<b>Comentário geral</b>	
<b>Número CAS</b>	007647-14-5
<b>Fórmula</b>	NaCl
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	modern solution mining technology (thermo compressing technology)
<b>Fonte</b>	Althaus H.-J., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

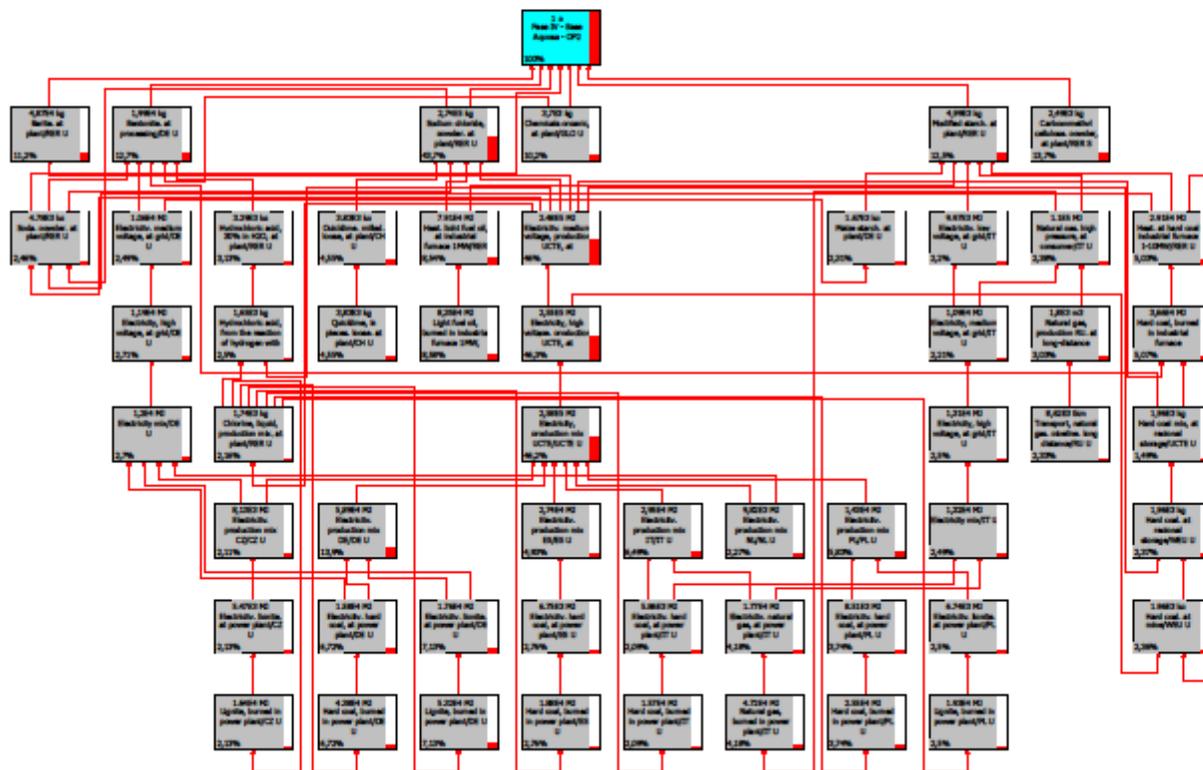
## STYRENE-ACRYLONITRILE COPOLYMER, SAN, AT PLANT

<b>Processos inclusos</b>	Aggregated data for all processes from raw material extraction until delivery at plant
<b>Localização</b>	RER - 2 European production sites
<b>Unidade</b>	kg
<b>Categoria</b>	plastics
<b>Subcategoria</b>	polymers
<b>Comentário geral</b>	Data are from the Eco-profiles of the European plastics industry (PlasticsEurope). Not included are the values reported for: recyclable wastes, amount of air / N2 / O2 consumed, unspecified metal emission to air and to water, mercaptan emission to air, unspecified CFC/HCFC emission to air, dioxin to water. The amount of "sulphur (bonded)" is assumed to be included into the amount of raw oil.
<b>Número CAS</b>	009003-54-7
<b>Infraestrutura inclusa?</b>	Sim
<b>Tecnologia</b>	production by different polymerization processes out of its different monomers
<b>Fonte</b>	Hischier R., <i>Final report ecoinvent data v2.0</i> , Swiss Centre for LCI, Empa - TSL, Dübendorf, CH, 2007

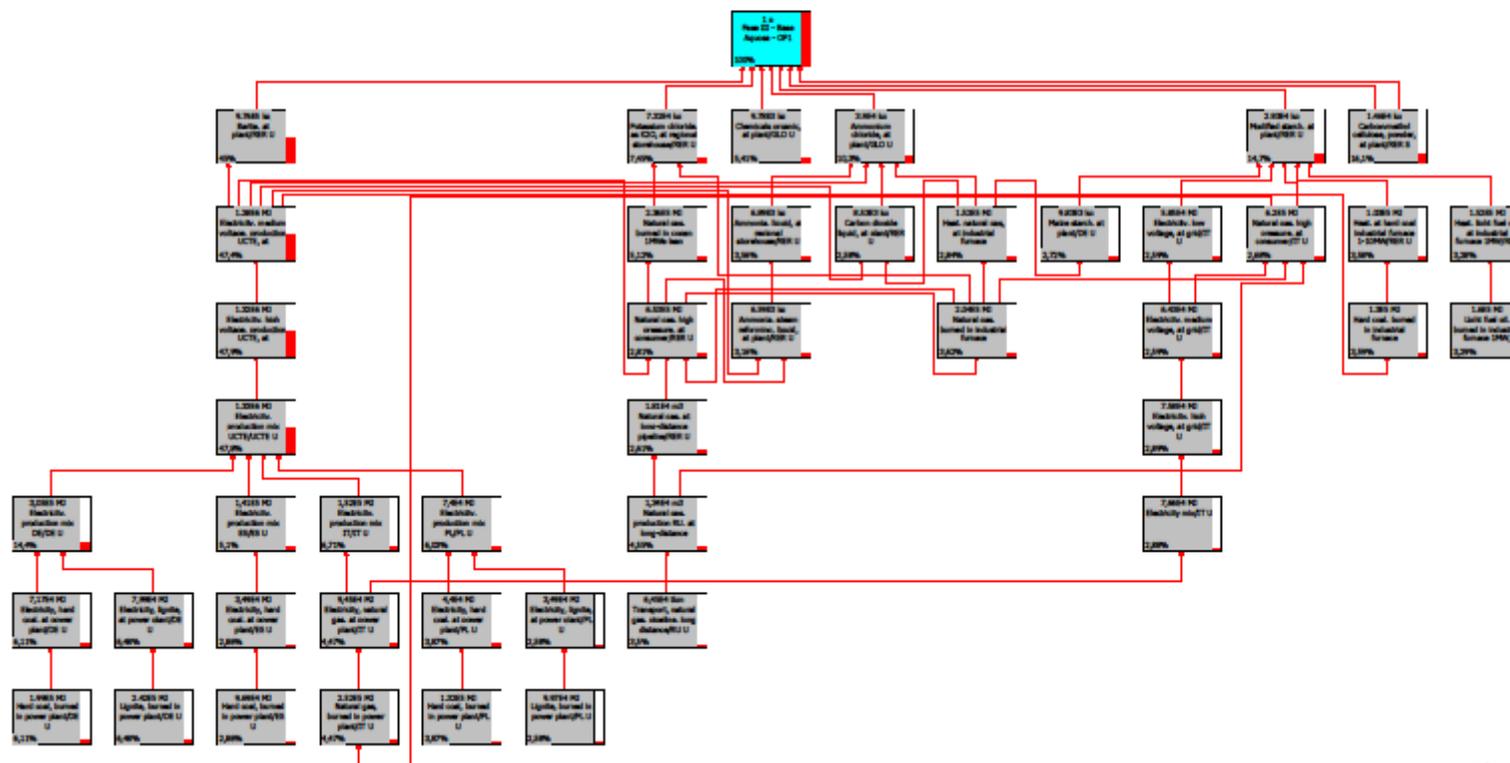
## ANEXO B



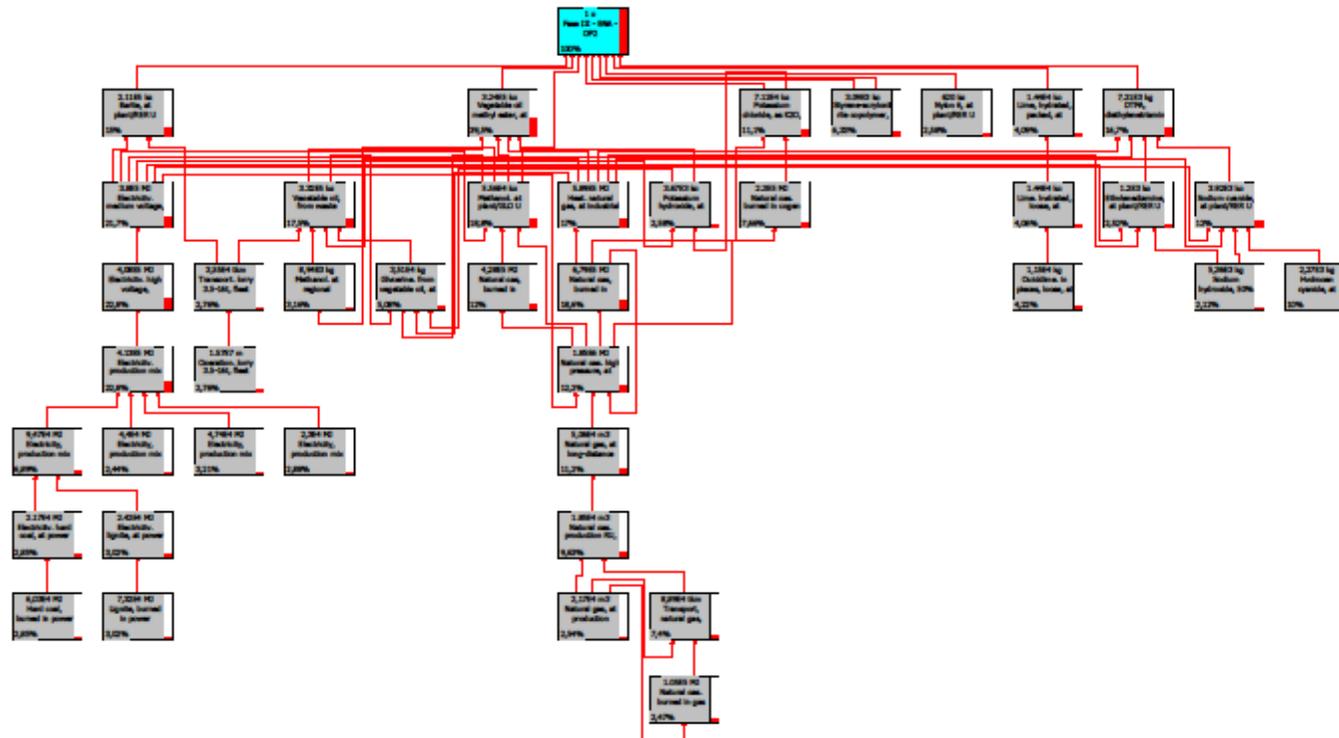
Produto: Fase IV - Base Aquosa - OP2  
Projeto: Estudo Ambiental 1  
Categoria: Montagem/Others  
Método: ReCiPe Midpoint (I) V1.06 / World ReCiPe I  
Ponderação selecionada: Normalização, Climate change  
Ponderação de nós: Incluindo as entradas  
Excluir emissões de longo prazo: N°  
Truncatura de nós: 2%



Produto: Fase III - Base Aquosa - OP1  
 Projeto: Estudo Ambiental 2  
 Categoria: Montagem/Others  
 Método: ReCiPe Midpoint (I) V1.06 / World ReCiPe I  
 Ponderação selecionada: Normalização, Climate change  
 Ponderação de nós: Incluindo as entradas  
 Excluir emissões de longo prazo: N°  
 Truncatura de nós: 2,5%



Produto: Fase III - BNA - OP2  
 Projeto: Estudo Ambiental 2  
 Categoria: Montagem/Others  
 Método: ReCiPe Midpoint (I) V1.06 / World ReCiPe I  
 Ponderação selecionada: Normalização, Climate change  
 Ponderação de nós: Incluindo as entradas  
 Excluir emissões de longo prazo: N  
 Truncatura de nós: 2%



# ANEXO C

Montagem:

Nome

Fase IV - Base Não-Aquosa OP1

Materiais/Montagens

Barite, at plant/RER U	139167,05 kg	Indefinido
Barita		
Limestone, milled, loose, at plant/CH U	31389,52 kg	Indefinido
Sal de cálcio de ácido carbônico		
Calcium chloride, CaCl <sub>2</sub> , at plant/RER U	70303,72 kg	Indefinido
Cloreto de cálcio		
Styrene-acrylonitrile copolymer, SAN, at plant/RER U	2090,19 kg	Indefinido
Copolímero de estireno acrílico		
Ethylene carbonate, at plant/CN U	52,44 kg	Indefinido
Carbonato de propileno		
Ethylene glycol monoethyl ether, at plant/RER U	367,07 kg	Indefinido
Éter monobutílico de trietileno glicol		
Nylon 6, at plant/RER U	629,26 kg	Indefinido
Poliâmida		
Lime, hydrated, packed, at plant/CH U	12555,81 kg	Indefinido
Hidróxido de cálcio		
DTPA, diethylenetriaminepentaacetic acid, at plant/RER U	6277,90 kg	Indefinido
Diétileno triamina		
Methanol, at plant/GLO U	6277,90 kg	Indefinido
Metanol		
N-olefins, at plant/RER U	349714,46 kg	Indefinido
Mistura de olefinas		
Diethylene glycol, at plant/RER U	3350,17 kg	Indefinido
Diétilenoglicol		
Fatty acids, from vegetarian oil, at plant/RER U	837,54 kg	Indefinido
Ácido graxo etoxilado		
Clay, at mine/CH U	13604,57 kg	Indefinido
Argila organofílica		

Processos

Input parameters

Calculated parameters

Montagem:

Nome  
 Fase IV - Base Aquosa - OP2

Materiais/Montagens		
Barite, at plant/RER U	48687,46 kg	Indefinido
Barita		
Sodium carbonate from ammonium chloride production, at	620,33 kg	Indefinido
Carbonato de sódio		
Bentonite, at processing/DE U	19937,83 kg	Indefinido
Bentonita		
Sodium chloride, powder, at plant/RER U	268365,69 kg	Indefinido
Cloreto de Sódio		
Alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical, at plant/RER	253,37 kg	Indefinido
Surfactante		
Chemicals organic, at plant/GLO U	1869,72 kg	Indefinido
Goma Xantana		
Modified starch, at plant/RER U	4988,83 kg	Indefinido
Amido modificado		
Carboxymethyl cellulose, powder, at plant/RER S	2490,05 kg	Indefinido
Carboximetilcelulose		
Soda, powder, at plant/RER U	620,33 kg	Indefinido
Hidróxido de Sódio líquido		

Processos

Input parameters

Calculated parameters

Montagem:

Nome

Fase III - Base Aquosa - OP1

Materiais/Montagens

Barite, at plant/RER U	376045,51 kg	Indefinido
Sulfato de bário		
Limestone, milled, loose, at plant/CH U	146401,70 kg	Indefinido
Carbonato de cálcio		
Potassium chloride, as K2O, at regional storehouse/RER U	73209,40 kg	Indefinido
Cloreto de potássio		
Chemicals organic, at plant/GLO U	9766,95 kg	Indefinido
Biopolímero		
Ammonium chloride, at plant/GLO U	39033,61 kg	Indefinido
Alquil quaternário de Amônio		
Modified starch, at plant/RER U	29283,76 kg	Indefinido
Amido modificado		
Magnesium oxide, at plant/RER U	2446,01 kg	Indefinido
Óxido de magnésio		
Carboxymethyl cellulose, powder, at plant/RER S	9766,95 kg	Indefinido
Sal de Carboximetilcelulose de sódio		
Carboxymethyl cellulose, powder, at plant/RER S	4874,92 kg	Indefinido
Sal de Carboximetilcelulose de sódio		

Processos

Input parameters

Calculated parameters

Montagem:

Nome  
 Fase III - BNA - OP2

Materiais/Montagens		
Barite, at plant/RER U	211194,30 kg	Indefinido
Sulfato de bário		
Vegetable oil methyl ester, at esterification plant/FR U	323515,25 kg	Indefinido
Fluido base (Biobase)		
Limestone, milled, loose, at plant/CH U	30927,28 kg	Indefinido
Carbonato de cálcio		
Potassium chloride, as K2O, at regional storehouse/RER U	69376,83 kg	Indefinido
Cloreto de potássio		
Styrene-acrylonitrile copolymer, SAN, at plant/RER U	2059,41 kg	Indefinido
Copolímero de estireno acrilato		
Styrene-acrylonitrile copolymer, SAN, at plant/RER U	1033,32 kg	Indefinido
Copolímero de estireno acrilato		
Ethylene carbonate, at plant/CN U	51,6659 kg	Indefinido
Carbonato de propileno		
Ethylene glycol monoethyl ether, at plant/RER U	361,6613 kg	Indefinido
Eter monobutílico de trietileno glicol		
Nylon 6, at plant/RER U	619,9908 kg	Indefinido
Poliamida		
Lime, hydrated, packed, at plant/CH U	14430,32 kg	Indefinido
Hidróxido de cálcio		
Clay, at mine/CH U	10311,502 kg	Indefinido
Argila organofílica		
DTPA, diethylenetriaminepentaacetic acid, at plant/RER U	7211,548 kg	Indefinido
Diétileno triamina		
Methanol, at plant/GLO U	7211,548 kg	Indefinido
Metanol		
Diethylene glycol, at plant/RER U	3300,84 kg	Indefinido
Diétilenoglicol		
Fatty acids, from vegetarian oil, at plant/RER U	825,209 kg	Indefinido
Ácido graxo etoxilado		
Clay, at mine/CH U	3092,728 kg	Indefinido
Argila organofílica		

Processos

Input parameters

Calculated parameters