

LETÍCIA YUKIE ARAKI

**INVENTÁRIO DO CICLO DE VIDA DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO
BASE OLEFINA**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

SANTOS

2021

LETÍCIA YUKIE ARAKI

**INVENTÁRIO DO CICLO DE VIDA DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO
BASE OLEFINA**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

Área de concentração: Perfuração

Orientadora: Profa. Dra. Nara Policarpo

SANTOS

2021

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

Araki, Letícia Yukie
INVENTÁRIO DO CICLO DE VIDA DE FLUIDO DE
PERFURAÇÃO BASE OLEFINA / L. Y. Araki -- São Paulo, 2021.
63 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo.

1.Fluido de Perfuração de Base Sintética 2.Olefina 3.Inventário
do Ciclo de Vida 4.Impactos Ambientais I.Universidade de
São Paulo . Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de
Minas e de Petróleo II.t

AGRADECIMENTOS

Agradeço acima de tudo aos meus pais, Rubens e Clara, e a minha irmã, Luciana, por me apoiarem e caminharem junto comigo em minhas escolhas em todos os momentos.

Aos meus amigos, pelos bons e maus momentos, pelas risadas e pela compreensão.

Agradeço a todos os professores, que me guiaram até aqui.

Em especial, agradeço à minha orientadora, Profa. Nara Policarpo, por todo auxílio e tempo dedicado a mim e a este trabalho. Sem ela não estaríamos aqui.

RESUMO

A indústria petrolífera, por trabalhar com um recurso que gera impactos ambientais desde a fase de pré-produção, mas que ainda é muito necessária como fonte energética, busca formas de ser mais sustentável através de materiais e processos ambientalmente melhores. Na perfuração de poços, este tipo de preocupação também existe, dada a utilização de diversas substâncias para atender as necessidades específicas de cada operação. Nesse contexto, a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) se mostra uma importante metodologia para a determinação dos impactos ambientais e sua extensão, possibilitando reavaliar práticas e materiais utilizados em prol da melhoria e conservação do meio ambiente. A metodologia aplicada na ACV é sistemática e inclui a construção de um Inventário de Ciclo de Vida (ICV), que é o objetivo do presente trabalho. Portanto, neste estudo será produzido um ICV de fluido de perfuração base olefina, que é uma base sintética substituta aos óleos minerais e utilizados em fases de perfuração mais complexas. Para isso, foram realizadas pesquisas nas principais bases de dados científicas e relatórios técnicos da Petrobras e IOGP (*International Association of Oil and Gas Producers*). Foram obtidas informações referentes a um poço na Bacia de Santos, como volume de cascalhos e fluidos (livre e agregados) descartados, diâmetro e extensão de cada fase do poço e composição do fluido. Além disso, foram tomados alguns cenários e hipóteses para a análise dos possíveis impactos ambientais desse fluido do portão ao túmulo, ou seja, desde a sua formulação na sonda até a sua destinação final. Desta forma, observou-se que a disposição dos cascalhos tratados no mar é ambientalmente melhor do que a disposição em terra, em decorrência principalmente do gasto energético para tratamento térmico e transporte desses cascalhos. Ademais, observou-se a presença de metais pesados nos cascalhos provenientes do poço estudado descartados no mar, fato preocupante pela toxicidade para a biota local. Destaca-se, ainda, a influência de combustíveis fósseis na obtenção de energia e os seus efeitos devido à grande necessidade energética na operação. Por fim, foi apontado que o presente estudo abre caminho para uma Avaliação do Ciclo de Vida completa sobre fluidos de perfuração de base olefina.

Palavras-chave: Fluido de Perfuração de Base Sintética; Inventário de Ciclo de Vida (ICV); Olefinas.

ABSTRACT

For working with a resource that generates environmental impacts since the pre-production stage, but is still very necessary as an energy source, the oil industry seeks constantly ways to be more sustainable through environmentally better materials and processes. In oil and gas well drilling, this type of concern also exists, given the use of several types of fluids to meet the needs of each operation. In this context, the Life Cycle Assessment (LCA) appears as an important methodology for determining environmental impacts and their extent, enabling the reassessment of practices and materials used to improve and conserve the environment. The methodology applied in LCA is systematic and includes the construction of a Life Cycle Inventory (LCI), which is the aim of this work. Therefore, this study will produce an olefin-based drilling fluid ICV, which is a synthetic substitute for mineral oils and used in more complex drilling phases. For this, research was carried out in the main scientific databases and technical reports of Petrobras and IOGP (International Association of Oil and Gas Producers). Information referring to a well in the Santos Basin was used, such as the volume of drilling cuttings and fluids (free and aggregate) discarded, diameter and length of each phase of the well, and the composition of an olefin-based drilling fluid. In addition, some scenarios and hypotheses were taken to analyze the environmental impacts of this fluid from gate-to-grave, that is, from its formulation at the rig to its final destination. Thus, it was observed that the disposal of treated cuttings at sea is environmentally better than the disposal on land, mainly due to the energy expenditure for thermal treatment and transport of these cuttings. Furthermore, the presence of heavy metals was observed in the cuttings from the studied well that were discarded into the sea, a worrying fact due to the toxicity for the local biota. Also noteworthy is the influence of fossils in obtaining energy and its effects due to the great need in the operation. Finally, it was pointed out that the present study paves the way for a complete Life Cycle Assessment on olefin-based drilling fluids.

Keywords: Synthetic-Based Drilling Fluid; Life Cycle Inventory (ICV); Olefins.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Número de poços <i>onshore</i> e <i>offshore</i> perfurados globalmente a partir de 2015 e previsões futuras para 2021 e 2022.....	11
Figura 2 – Número de poços perfurados globalmente no primeiro semestre do ano de 2012 a 2021.	12
Figura 3 – Irritação na pele em operário causada por olefinas.....	24
Figura 4 – Circulação de fluido de perfuração na sonda durante a perfuração de poços.	27
Figura 5 – Tipo de equipamento para cada granulometria.....	27
Figura 6 – Processo de dessorção térmica convencional para descontaminação de cascalhos.....	28
Figura 7 – Dessorção termomecânica para descontaminação de cascalhos.....	29
Figura 8 – Processo de limpeza de cascalhos com micro-ondas.....	29
Figura 9 – Sistema de secagem a vácuo para descontaminação de cascalhos.	30
Figura 10 – Fases da Avaliação do Ciclo de Vida.....	32
Figura 11 – Representação genérica das fronteiras de um sistema.	34
Figura 12 – Cenários de tratamento de fluido de perfuração.	39
Figura 13 – Diagrama esquemático da perfuração de um poço de petróleo.....	41
Figura 14 – Fronteira do sistema: do portão ao túmulo.....	43
Figura 15 – Localização do Poço LL-IRA-IN1 na Bacia de Santos.	46
Figura 16 – Localização dos Poços Interferentes no Entorno do Poço LL-IRA-IN1. .	46
Figura 17 – Etapas de tratamento e transporte para duas opções de disposição final de cascalhos, considerando as melhores práticas da indústria.	54

Figura 18 – Categorias de impactos (<i>Midpoints</i>) e danos (<i>Endpoints</i>).....	55
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Nome e estruturas químicas de bases sintéticas usadas em fluidos de perfuração.....	21
Tabela 2 – Principais <i>softwares</i> para ACV e seus Bancos de Dados.	36
Tabela 3 – Volumes de fluidos descartados, aderidos ao cascalho e volume total de cascalho descartado do Poço 7-LL-73D-RJS.	47
Tabela 4 – Composição de um fluido de perfuração base olefina.....	48
Tabela 5 – Composição do FBS olefínico estudado pela IOGP (2021).....	49
Tabela 6 – Dados de um poço típico da Bacia de Santos.....	49
Tabela 7 – Volume de fluido de perfuração por fase do poço.	50
Tabela 8 – Volumes de fluidos aderidos ao cascalho e de cascalho descartado em função da unidade funcional – 1 bbl de FBS olefínico.	50
Tabela 9 – Massa e volume de fluidos e cascalhos.	51
Tabela 10 – Massas e volumes de fluidos aderidos ao cascalho e de cascalho descartado em função da unidade funcional – 1 bbl de FBS olefínico.....	52
Tabela 11 – Indicadores de impactos intermediários totais para o descarte dos cascalhos em terra e em mar com fluido de perfuração olefínico.	56
Tabela 12 – Indicador final para os dois cenários.	57
Tabela 13 – Teor de metais e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) em fluidos e cascalhos para o poço de referência (7-LL-73D-RJS).....	58

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivo.....	13
1.2	Justificativa	13
1.3	Escopo	14
1.4	Método	14
1.5	Organização do Trabalho	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	Revisão Teórica.....	16
2.1.1	Fluido de Perfuração	16
2.1.1.1	Densidade	17
2.1.1.2	Controle de Filtrado e Controle Reológico.....	17
2.1.1.3	Controle de Corrosão	18
2.1.1.4	Surfactantes	19
2.1.1.5	Meio Dispersante.....	19
2.1.2	Fluido de Perfuração de Base Sintética.....	20
2.1.3	Impactos Ambientais dos Fluidos de Perfuração.....	23
2.1.3.1	Políticas Ambientais	25
2.1.4	Tratamento de Fluidos de Perfuração	26
2.1.5	Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)	30
2.1.5.1	Elementos Essenciais da ACV	32
2.1.5.1.1	Unidade Funcional.....	32
2.1.5.1.2	Fronteiras do Sistema.....	33
2.1.5.1.3	Alocação.....	34
2.1.5.1.4	Qualidade e Coleta de Dados.....	34
2.1.5.2	Análise do Inventário de Ciclo de Vida	35
2.1.5.3	Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida	35
2.1.5.4	Interpretação do Ciclo de Vida	35
2.1.5.5	Softwares e Bases de Dados	35

2.2	Estado da Arte.....	37
3	METODOLOGIA.....	41
3.1	Definição dos Objetivos e do Escopo	41
3.1.1	Objetivos.....	42
3.1.2	Função.....	42
3.1.3	Unidade Funcional.....	42
3.1.4	Fronteira do Sistema	43
3.2	Compilação do Inventário	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	45
4.1	Inventário do Ciclo de Vida (ICV).....	45
4.2	Análise Ambiental do Sistema	52
4.2.1	Descarte de Fluidos.....	52
4.2.2	Descarte de Cascalhos e Fluidos Aderidos	53
4.2.3	Emissões Atmosféricas	58
5	CONCLUSÃO.....	61
	REFERÊNCIAS.....	63
	ANEXO - Artigo Síntese	69

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento industrial até a primeira metade do século XX foi pautado no máximo aproveitamento de recursos para o máximo lucro. Com o início da preocupação ambiental, primeiramente com relação a poluição industrial, o conceito de sustentabilidade atual aos poucos foi sendo construído. Importantes acontecimentos contribuíram nas discussões das questões ambientais: Conferência de Estocolmo (1972), Relatório Nosso Futuro Comum (1987), Rio-92 (1992) e o Protocolo de Kyoto (1994). Neles foram discutidos o avanço industrial e o desenvolvimento de nações tendo em mente os limites de disponibilidade de recursos naturais (BORGES; TACHIBANA, 2005).

O modo operacional das indústrias sofreu mudanças com este avanço nas políticas ambientais e o conceito de ecoeficiência foi introduzido. A ecoeficiência se tornou um dos modelos de gestão ambiental e é definido como a entrega de produtos e serviços que atendam às necessidades humanas com preços competitivos, melhorando a sua qualidade de vida e reduzindo os impactos ambientais de forma a diminuir o consumo de recursos para, ao menos, manter a capacidade de carga da natureza (BARBIERI, 2016). É neste contexto em que a preocupação com todo o ciclo de vida de um produto é inserida.

A avaliação do ciclo de vida (ACV) é uma metodologia que permite identificar os impactos ambientais de um produto ou serviço, desde as matérias-primas, passando pela sua produção, consumo e disposição final, contribuindo para que sejam aplicadas medidas eficazes de melhoria ambiental (KULAY, 2000). A partir desse estudo, portanto, é possível reavaliar práticas e materiais utilizados em prol da melhoria e conservação do meio ambiente.

Na indústria petrolífera não seria diferente a busca pela sustentabilidade. Por se tratar de um recurso que gera impactos ambientais desde a fase de pré-produção, mas ainda muito necessária como fonte energética, o desenvolvimento de processos e materiais que minimizem os efeitos nocivos ao meio ambiente, no contexto atual, são necessários. Além disso, a pressão internacional para a preservação da natureza é um dos fatores para que países, principalmente em

desenvolvimento, busquem desenvolver seus recursos naturais de forma mais sustentável.

De 2016 até 2019, pré-pandemia de Covid-19, o investimento no setor *upstream* de petróleo vinha sendo intenso e crescente (IEA, 2019). A exploração desse recurso, tanto dos campos desenvolvidos (em produção) como dos novos, foi intensificada, culminando no aumento da atividade de perfuração de poços no mundo. Com o advento da pandemia, o número de poços perfurados decresceu de forma significativa em 2020, mas as projeções para os próximos anos indicam uma retomada do crescimento da atividade, como apontado pelas estatísticas da Rystad Energy e IHS Markit, mostradas nas Figuras 1 e 2, respectivamente (IHS Markit, 2021; RYSTAD ENERGY, 2021).

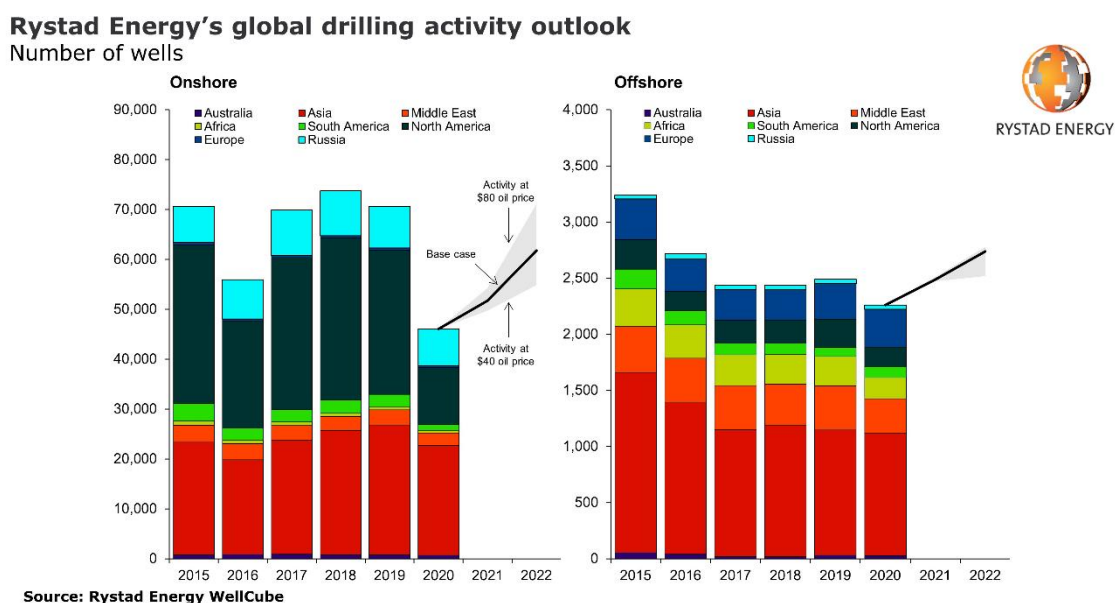
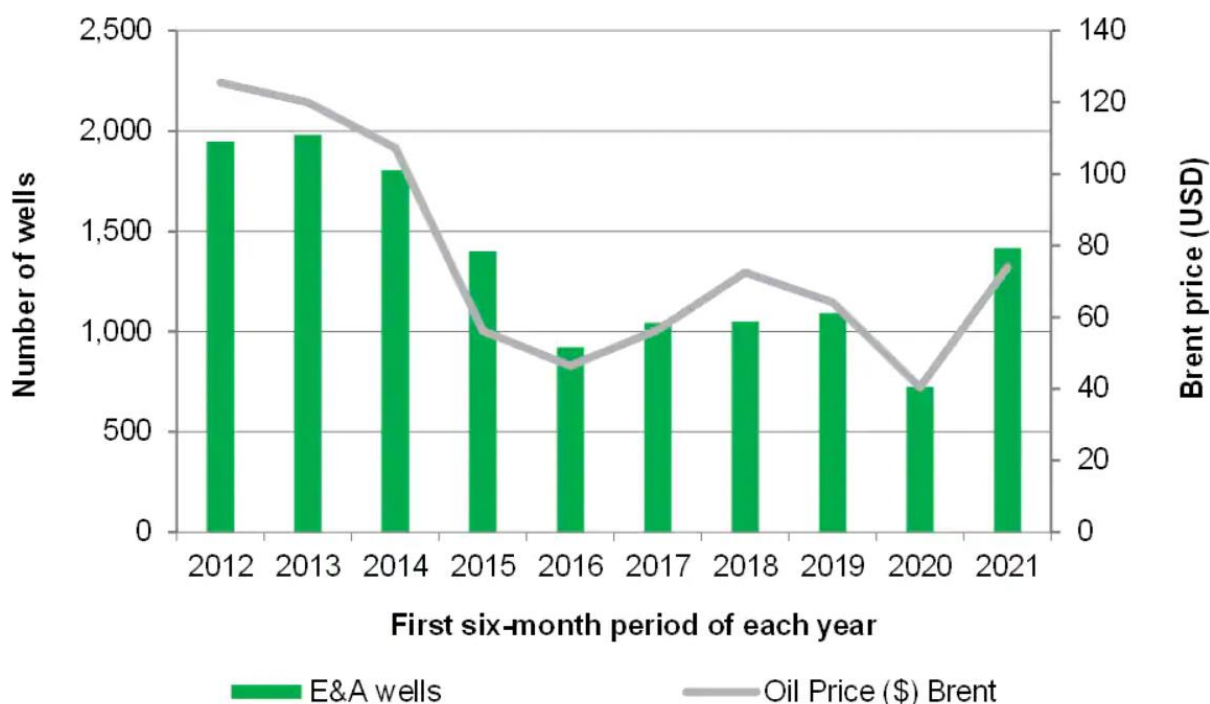


Figura 1 – Número de poços *onshore* e *offshore* perfurados globalmente a partir de 2015 e previsões futuras para 2021 e 2022.
Fonte: Rystad Energy (2021).



Source: Data taken from IHS Markit upstream E&P content (EDIN)

© 2021 IHS Markit

Figura 2 – Número de poços perfurados globalmente no primeiro semestre do ano de 2012 a 2021.
Fonte: IHS Markit (2021).

Neste cenário, o fluido de perfuração tem uma grande importância. O fluido de perfuração, que apresenta diversas funções na operação, é uma mistura de inúmeros componentes em água, óleo ou gás (BOURGOYNE JR. et al., 1986). Em termos de biodegradabilidade e toxicidade, os fluidos base água são melhores, mas são impróprios para poços complexos, como em formações de *shale* e poços direcionais. Assim, destacam-se os fluidos de perfuração de base sintética, normalmente derivadas de hidrocarbonetos. Os fluidos base olefina, em especial, são menos tóxicos e mais biodegradáveis que óleos minerais e diesel, por isso tem sido a recomendação das agências reguladoras (BRASIL, 2018; RAZALI et al., 2018).

Na busca pelo menor dano possível ao meio ambiente, este tipo de fluido de perfuração se torna atrativo. Entretanto, o estudo dos impactos ambientais de todo o seu ciclo de vida é necessário para a elucidação dos reais benefícios e identificação de possíveis melhorias nos processos aos quais o fluido faz parte. Portanto, o presente trabalho busca realizar o Inventário do Ciclo de Vida (ICV) de fluido de perfuração base olefina, uma etapa necessária para a realização da ACV.

1.1 Objetivo

O objetivo do trabalho é realizar um Inventário de Ciclo de Vida (ICV), do portão ao túmulo, de fluido de perfuração base olefina e dos cascalhos gerados em perfurações de poços *offshore*, identificando as entradas e saídas do sistema, sonda marítima, e indicando os potenciais impactos ambientais gerados pelo fluido e cascalhos ao longo de sua vida útil, a partir de dados da literatura.

1.2 Justificativa

Os fluidos de perfuração são fundamentais na perfuração de poços *onshore* e *offshore*. Trata-se de uma mistura complexa de um fluido base mais aditivos de diversas origens, orgânicas e inorgânicas, o que contribui para a poluição ambiental já durante a sua produção e, principalmente, no uso, manejo e descarte. Fluidos base sintética, como os fluidos base olefina, são em geral mais tóxicos e pouco biodegradáveis, mas necessários para poços mais complexos como os direcionais e poços onde, por exemplo, o fluido base água reage de forma indesejável com a formação (GHAZI et al., 2011; MARQUES et al., 2017; RAZALI et al., 2018).

No contexto de mudanças e preocupação com o meio ambiente, como visto recentemente durante a realização da COP26 (UN, 2021), fluidos sintéticos aparecem como uma opção alternativa, ou seja, um fluido com desempenho semelhante aos óleos diesel e mineral usados anteriormente, mas ambientalmente mais amigáveis. Os estudos com relação a eles se baseiam mais nos impactos ambientais diretos relacionados ao seu descarte. Entretanto, em termos de ecoeficiência, a avaliação de todo o ciclo de vida do fluido é importante para que, assim, se contabilize também os efeitos à natureza já durante a sua produção, tendo em vista a necessidade de intensa atividade industrial nesse processo (SOUZA, 2012).

1.3 Escopo

O presente trabalho aborda a realização de um Inventário de Ciclo de Vida (ICV) de fluido de perfuração base olefina, que é o fluido de base sintética mais utilizado atualmente. Além disso, os impactos ambientais do uso e descarte do fluido de perfuração e dos cascalhos gerados em perfuração de poços *offshore* serão inferidos e analisados a partir dos dados do ICV.

1.4 Método

O trabalho foi conduzido utilizando a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), que envolve o estudo de impactos ambientais de um produto, processo ou serviço, desde a obtenção das matérias-primas até a disposição final, caracterizando a análise do berço ao túmulo (*cradle-to-grave*). A metodologia da ACV consiste na realização das etapas de definição do objetivo e do escopo do produto, processo ou serviço em estudado, produção do inventário (ICV) e, por fim, a avaliação de impactos (ISO, 2006; ABNT, 2001).

Para o presente trabalho, realizou-se a construção do ICV de fluidos de perfuração base olefina e dos cascalhos gerados na perfuração, do portão ao túmulo (*gate-to-grave*), que constitui a etapa mais importante e necessária para a realização da ACV. Nele foram levantados dados que apontam e quantificam os materiais utilizados, indicando as entradas e saídas no sistema proposto. Por fim, fez-se uma inferência e análise dos impactos ambientais a partir do ICV.

1.5 Organização do Trabalho

Como é possível observar no sumário, o trabalho está dividido em seis capítulos. Primeiramente, no Capítulo 1, é apresentada uma contextualização do cenário mundial de produção de petróleo e qual a importância do estudo a ser desenvolvido. Além disso, ainda são expostos os objetivos, a metodologia utilizada, o escopo e a organização do trabalho.

No Capítulo 2, será apresentada a revisão da literatura e esta, por sua vez, será dividida em duas partes. A primeira será composta por definições e históricos de tópicos importantes para o desenvolvimento do estudo, tais como fluidos de perfuração, em especial a olefina, impactos ambientais e avaliação do ciclo de vida. Na segunda parte, será apresentado o estado da arte do tema, expondo os principais trabalhos realizados nos últimos anos no contexto de ACV de fluido de perfuração.

No Capítulo 3, a metodologia será desenvolvida de forma mais detalhada do que a apresentada no Capítulo 1. Será possível acompanhar o passo-a-passo do processo de construção do inventário do ciclo de vida do fluido de perfuração base olefina.

Em seguida, no Capítulo 4, serão apresentados os resultados da ICV obtidos através dos dados da literatura. Com base nos resultados obtidos, serão identificados e discutidos os potenciais impactos ambientais pela utilização deste tipo de fluido de perfuração.

Por fim, no Capítulo 5, serão expostas as principais conclusões do trabalho, que se relacionam aos objetivos propostos inicialmente.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, é realizada uma revisão teórica dos principais tópicos, abordando definições e informações relevantes para o entendimento do trabalho. Além disso, realiza-se também um levantamento dos estudos desenvolvidos sobre a temática até o momento.

2.1 Revisão Teórica

2.1.1 Fluido de Perfuração

A construção de poços para a produção de petróleo ou injeção de água e/ou gás, necessita de cuidados para que seja realizada com sucesso. O fluido de perfuração – ou lama de perfuração – auxilia fundamentalmente nesse resultado, participando ativamente do processo de perfuração rotativa. As suas principais funções são (BOURGOYNE JR. et al., 1986; ROCHA; AZEVEDO, 2019):

- Promover pressão hidrostática sobre a parede do poço para que não haja influxo indesejável de fluidos presentes em formações permeáveis;
- Remover o cascalho do fundo do poço e carregá-lo até a superfície;
- Manter a estabilidade da parede rochosa até o momento do revestimento e cimentação do poço, compondo o Conjunto Solidário de Barreiras (CSB);
- Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

Para isso, formula-se uma mistura complexa de sólidos, líquidos, aditivos químicos e, possivelmente, gases, que pode ser alterada a cada mudança na condição de perfuração. Além de cumprir as funções enunciadas acima, os fluidos necessitam ainda apresentar algumas características, como (THOMAS, 2001):

- Estabilidade química;
- Ser tratável química e fisicamente;
- Ser bombeável;
- Possuir baixo grau de corrosão;
- Possuir custo compatível com a operação;

- Permitir a transferência de dados na perfilagem.

O fluido de perfuração, para que possua todas essas qualidades, necessita de diversos compostos químicos. Desta forma, são apresentadas as propriedades do fluido e os agentes que as promovem, focando mais precisamente nos fluidos líquidos, objeto do presente trabalho.

2.1.1.1 Densidade

A densidade é uma das propriedades mais importantes de um fluido de perfuração. Ela é responsável pela estabilidade do poço no momento da perfuração, pois a força exercida pelo fluido deve estar entre as pressões de poros e de fratura da formação, ou seja, dentro da janela operacional, impedindo, assim, que os fluidos da formação fluam para o poço ou que a formação seja danificada (BOURGOYNE JR. et al., 1986; MITCHELL; MISKA, 2011; ROCHA; AZEVEDO, 2019; THOMAS, 2001).

Além disso, a densidade influencia na capacidade de transporte do cascalho até a superfície. Uma maior densidade provoca o aumento da força de empuxo, esta responsável pelo carregamento dos fragmentos de rocha da perfuração (BOURGOYNE JR. et al., 1986; RAMSEY, 2019).

Para esses propósitos, quando se deseja aumentar a densidade do fluido de perfuração, utilizam-se substâncias inorgânicas sólidas e inertes mais densas que a água, que não interfiram em outras propriedades do fluido formulado, de preferência sólidos de baixa granulação e baixo custo. A barita é um mineral amplamente usado para esse fim, mas há outras opções como a hematita e a galena. Já se o interesse for diminuir a densidade, realiza-se uma diluição com o fluido base (BOURGOYNE JR. et al., 1986; CAENN; DARLEY; GRAY, 2013).

2.1.1.2 Controle de Filtrado e Controle Reológico

O fluido de perfuração deve formar uma fina camada de reboco selando as formações permeáveis e evitando a permeação do filtrado do fluido para a formação, além de manter a estabilidade da parede do poço. As partículas presentes no fluido de perfuração, que são um pouco menores que o tamanho do poro, se acumulam e

obstruem a passagem do filtrado, fase líquida do fluido de perfuração (CAENN; DARLEY; GRAY, 2013; FINK, 2012; THOMAS, 2001).

Entretanto, deve-se atentar aos parâmetros reológicos do fluido, como a viscosidade e as forças géis. Elas serão as responsáveis pela capacidade de escoamento do fluido e por manter os sólidos em suspensão durante as paradas de operação, respectivamente (BOURGOYNE JR. et al., 1986; CAENN; DARLEY; GRAY, 2013).

Algumas substâncias podem ser adicionadas ao fluido de perfuração para que se alcance essas propriedades desejadas. Uma delas é a bentonita, um aditivo amplamente utilizado, que aumenta a viscosidade de fluidos aquosos e é capaz de formar um reboco fino e de baixa permeabilidade. Outro composto é a argila organofílica, adicionada em fluidos de perfuração não aquosos, como viscosificante e redutor de filtrado. Ainda com o mesmo fim, o amido, a goma guar, a goma xantana e o carboximetilcelulose são compostos orgânicos utilizados, sendo os dois primeiros mais facilmente degradados por microorganismos. Todos eles auxiliam principalmente na redução da taxa de filtração e interferem na viscosidade, em especial a goma xantana (BOURGOYNE JR. et al., 1986; CAENN; DARLEY; GRAY, 2013; FINK, 2012).

2.1.1.3 Controle de Corrosão

Agentes de controle de corrosão são importantes para reduzir a taxa de desgaste dos equipamentos, especialmente da broca e da coluna de perfuração. De modo geral, os fluidos de base não aquosa tendem a não apresentarem problemas com relação a isso, pois não geram células eletrolíticas na interface com o aço. Entretanto, isto já não ocorre em fluidos à base de água, pois estas podem conter sais dissolvidos, facilitando o processo de corrosão (CAENN; DARLEY; GRAY, 2013).

Portanto, elevar o pH do fluido, tornando-o alcalino ($\text{pH} > 8,0$), é importante. Alguns produtos químicos podem ser adicionados como alcalinizantes, são eles: cal (Ca(OH)_2), soda cáustica (NaOH) e óxido de magnésio (MgO). Em poços de altas temperaturas, deve-se tomar cuidado com altos pHs, pois os íons OH^- são reativos a polímeros e a argilas. Outras formas de se evitar a corrosão são sequestradores de

O₂ e inibidores de corrosão (BOURGOYNE JR. et al., 1986; CAENN; DARLEY; GRAY, 2013).

2.1.1.4 Surfactantes

Os surfactantes, dado seu caráter anfifílico (hidrofílico e hidrofóbico), podem exercer diversas funções, como detergentes, espumantes, antiespumantes, umectantes, emulsificantes, lubrificantes e inibidores de corrosão. Os emulsificantes e saponificantes (sabão) buscam emulsionar o óleo e a salmoura presentes no fluido, principalmente em fluidos não aquosos. Já os umectantes visam diminuir a tensão superficial entre líquidos e sólido. Neste caso, eles têm papel importante na dispersão de sólidos em fluidos de perfuração à base de óleo (M-I SWACO, 1998 apud SOUZA, 2012).

2.1.1.5 Meio Dispersante

O fluido de perfuração pode ser classificado de acordo com o fluido dispersante da mistura e a aplicação em determinada fase do poço depende do tipo de formação e suas propriedades, qualidade da água disponível e questões ambientais. Eles estão classificados como fluidos líquidos, gasosos ou a mistura de ambos como as espumas. Focando nos fluidos líquidos, eles se subdividem em fluidos aquosos e não aquosos (BOURGOYNE JR. et al., 1986; DUARTE et al., 2021).

O fluido aquoso apresenta seus componentes, como argilas e polímeros, dispersos na água – doce, dura ou salgada – e são mais amplamente utilizados em função do menor custo e menor toxicidade. Entretanto, seus usos estão associados a condições de operação menos severas (CAENN; DARLEY; GRAY, 2013; THOMAS, 2001).

Os fluidos não aquosos apresentam como fase contínua, geralmente, uma mistura de hidrocarbonetos líquidos e salmoura, na fase descontínua, além de sólidos inertes e outros aditivos. Os fluidos de perfuração sintéticos, como os fluidos base olefina, se encontram dentro dessa classe. Esses fluidos possuem baixa taxa de corrosão, baixa interação com rochas ativas e alta lubricidade, além de outras propriedades, e são ideais para a perfuração de fases de poços mais complexas,

como os com alta pressão e temperatura; de formações argilosas e plásticas ou salinas; de arenitos que não suportam fluidos à base de água; com baixa pressão de poros ou de fratura; e direcionais ou de longo afastamento. Entretanto, apresenta alto potencial de poluição ambiental e custo mais elevado que o fluido à base de água (THOMAS, 2001). Outras desvantagens do uso desse tipo de fluido podem ser citadas, são elas: dano a produtos de borracha do sistema; potencial de inflamação; e maior solubilização de gás natural camuflando os indícios de problemas no poço, tais como os *kicks* (DUARTE et al., 2021; SANTOS, 2020; SOUZA, 2012).

Inicialmente, os fluidos de perfuração não aquosos eram à base de óleo diesel e foram bastante utilizados até a década de 1980. Desde então, preocupações ambientais aumentaram e os óleos minerais – exceto o diesel – passaram a substituir este dispersante, pois possuíam menos compostos aromáticos e, portanto, menos tóxicos. Por apresentar uma boa aplicação, mas resvalar na questão ambiental, os fluidos de perfuração à base de óleo diesel ou mineral passaram a ser proibidas em diversas localidades do globo. Nesse contexto, então, surgiram os fluidos de perfuração de base sintética (CAENN; DARLEY; GRAY, 2013; DUARTE, 2020).

2.1.2 Fluido de Perfuração de Base Sintética

Os fluidos de perfuração à base de compostos sintéticos (FBS) apresentam como fase dispersante compostos orgânicos produzidos pela indústria química. Com desempenho operacional semelhante, mas menos tóxicos e mais biodegradáveis, eles atuam de forma semelhante aos óleos diesel e mineral. Ao longo dos anos, vários fluidos foram utilizados como base dos FBSs, como pode visto na Tabela 1. Vale ressaltar que as parafinas (ATOLINI, 2008; LIMA NETO et al., 2018) e as olefinas têm se destacado nos últimos anos como FBSs (VAN OORT et al., 2009). Atualmente, somente as olefinas internas têm sido recomendadas pelas agências reguladores quanto a aplicação em perfuração de poços por serem, dentre todos os fluidos mostrados na Tabela 1, as que se mostraram efetivas tecnicamente e mais biodegradáveis (BRASIL, 2018; MARQUES et al., 2017).

Tabela 1 – Nome e estruturas químicas de bases sintéticas usadas em fluidos de perfuração.

Tipo de Base	Estrutura Química
Olefinas Internas <i>Internal Olefin (IO)</i>	$\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_m-\text{CH}=\text{CH}-(\text{CH}_2)_n-\text{CH}_3$
Olefinas Alfa-lineares <i>Linear Alpha Olefin (LAO)</i>	$\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{CH}=\text{CH}_2$
Polialfaolefinas <i>Poly Alpha Olefin (PAO)</i>	$\begin{array}{c} \text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{C}=\text{CH}-(\text{CH}_2)_m-\text{CH}_3 \\ \\ (\text{CH}_2)_p-\text{CH}_3 \end{array}$
Parafinas Lineares	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_m\text{CH}_3$
Éteres	$\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{O}-(\text{CH}_2)_n-\text{CH}_3$
Ésteres	$\begin{array}{c} \text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{C}=\text{O} \\ \\ \text{O}-(\text{CH}_2)_m-\text{CH}_3 \end{array}$
Acetais	$\begin{array}{c} \text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{O} \quad \text{O}-(\text{CH}_2)_n-\text{CH}_3 \\ \quad \backslash \quad / \\ \quad \text{CH}-(\text{CH}_2)_m-\text{CH}_3 \end{array}$

Fonte: Adaptado de ACC (2006) e Neff, McKelvie e Ayers Jr. (2000).

O éster é um composto resultante da reação de ácidos graxos e álcoois (GROWCOCK, 1994). A sua estrutura molecular na região dos oxigênios é suscetível à ação de reagentes em pH ácido ou básico, que levaria à degradação do éster a uma taxa rápida, conferindo um bom potencial de biodegradabilidade. Além disso, os fluidos com esta base possuem baixo teor de aromáticos e, conseqüentemente, é menos tóxico. Entretanto, a facilidade de degradação proporciona uma desvantagem à essa função orgânica, não sendo possível a utilização em altas temperaturas (SOUZA, 2012).

O éter é um composto resultante da condensação e oxidação parcial de álcoois (GROWCOCK, 1994). Ele apresenta em sua cadeia carbonos saturados e um átomo de hidrogênio no centro e é estável química e biologicamente. O éter em

fluidos de perfuração possui alta estabilidade hidrolítica, o que confere uma vantagem na perfuração e desvantagem ambiental, pois confere baixa biodegradabilidade (CANDLER et al., 1999; FRIEDHEIN; CONN, 1996).

Os acetais, por sua vez, são resultados da reação entre álcool e aldeídos. Em meio neutro e básico, os acetatos são estáveis como os éteres em altas temperaturas, mas na presença de ácido ele é reconvertido aos seus reagentes – aldeído e álcool (NEFF; MCKELVIE; AYERS JR., 2000; SOUZA, 2012).

As olefinas são uma mistura de alcenos que são sintetizadas pela indústria e podem ser divididas em subcategorias, tais como as polialfaolefinas (PAO – *Poly- α -Olefin*), as olefinas internas (IO – *Internal Olefin*) e olefinas alfa lineares (LAO – *Linear- α -Olefin*). Estes compostos, diferentemente das bases apresentadas até então, não apresentam oxigênio em sua molécula, conferindo-lhes estabilidade em ambientes de temperatura elevada, alta alcalinidade, com gases ácidos e contaminantes (MARQUES, 2016; SOUZA, 2012).

As olefinas são geradas pela polimerização do etileno e são diferenciadas em etapas posteriores da produção. A polimerização ocorre com auxílio de catalisador e trietilaluminó e forma as LAOs com tamanhos de cadeias diversos, que passam por destilação de forma que sejam isoladas as cadeias de tamanhos semelhantes. Após este processo, a LAO pode ser usada como base em fluidos de perfuração ou podem ser utilizadas para a produção de PAOs e IOs. Com o tamanho de cadeia desejada de olefinas alfa lineares, realiza-se a oligomerização e, algumas vezes, a hidrogenação para saturar a polialfaolefina, finalizando com uma destilação para separação dos compostos de acordo com o interesse. Para a produção das olefinas internas, a LAO é isomerizada na presença de catalisador e calor, alterando a posição da saturação para dois carbonos internos ao invés da posição alfa (FRIEDHEIM; CONN, 1996; LEE, 1998 apud NEFF; MCKELVIE; AYERS JR., 2000).

A seleção do tipo de base a ser utilizada na perfuração irá depender das condições específicas do local, como com relação a logística, comerciais e regulatórias (SOUZA, 2012). Entretanto, as olefinas e os ésteres se destacam em perfurações *offshore*, pois oferecem maior equilíbrio quanto à sua toxicidade, taxa

de biodegradação, impactos ambientais e custos, quando comparadas às outras bases sintéticas (NEFF; MCKELVIE; AYERS JR., 2000).

2.1.3 Impactos Ambientais dos Fluidos de Perfuração

Os impactos ambientais da atividade de perfuração de poços de óleo e gás podem ter influência da operação tanto direta quanto indireta sobre o ecossistema como um todo, influenciando não só ambientalmente, mas também social e economicamente. De modo geral, a atividade de perfuração de poços de óleo e gás provoca diversas alterações no meio em que atua, desde a sua utilização na sonda de perfuração até o descarte de resíduos do processo (MARQUES, 2016).

Os fluidos de perfuração estão incluídos nessa lista de potenciais geradores de impactos, sejam os resíduos de fluidos de perfuração propriamente ditos como também os cascalhos contaminados por esses fluidos devido à própria natureza da perfuração. O cascalho retirado do poço contém fluido de perfuração agregado à sua superfície e, se disposto no meio ambiente, acaba inserindo-o ao ecossistema. Esses sólidos e substâncias químicas do fluido agregado a ele podem provocar a mortalidade de seres vivos locais, por asfixia, soterramento, intoxicação e/ou outros efeitos a longo prazo quando estão em suspensão ou sedimentados (SHAFFEL, 2002). Em 2010, esse fato se tornou proeminente com a ocorrência do *blowout* de Macondo no Golfo do México, em que um volume muito grande de fluido de perfuração base olefina foi derramado, atingindo todo o ecossistema marinho (STOUT; PAYNE, 2017).

A toxicidade do fluido de perfuração está bastante relacionada à base utilizada, pois está presente em maior quantidade em sua composição. De maneira geral, as bases não aquosas conferem maiores efeitos negativos por conter hidrocarbonetos. O próprio FBS base olefina, mesmo sendo mais indicado, continua sendo tóxico inclusive para o ser humano, como pode ser visto na Figura 3 (STEINER; ORMEROD, 2012; STOUT; PAYNE, 2017).



Figura 3 – Irritação na pele em operário causada por olefinas.
Fonte: Steiner e Ormerod (2012).

O teor de metais pesados é outro aspecto da toxicidade que influencia os seres vivos locais, pois geram bioacumulação. Eles encontram-se nos minerais adensantes do fluido de perfuração ou nas formações e, ao serem absorvidos pelos bentos, afeta toda a cadeia alimentar (PETROBRAS, 2018; SOUZA, 2012).

A biodegradabilidade é um ponto bastante defendido por ambientalistas para determinar se algo irá afetar a natureza negativamente ou não. Compostos bastante biodegradáveis são preferíveis, pois diminuem o seu tempo de exposição e toxicidade, além da bioacumulação. Entretanto, a rápida degradação pode gerar zonas de baixa concentração de oxigênio, podendo provocar a mortalidade de organismos. A comunidade científica não possui um consenso sobre qual das situações é a melhor (SOUZA, 2012).

Por fim, um impacto ambiental importante de se destacar são as emissões de gases poluentes e intensificadores do efeito estufa em decorrência do uso de combustível fóssil. Ele é um efeito indireto da utilização de bases sintéticas nos fluidos de perfuração. Por serem produzidas industrialmente e precisarem ser transportadas para as sondas localizadas em ambientes marítimos muito distantes da costa, como por exemplo no Pré-Sal Brasileiro em que as distâncias chegam a cerca de 300 km, elas necessitam ser transportadas por embarcações até os locais

das operações, sendo utilizado, portanto, combustíveis fósseis, como o diesel, para esse traslado (SPE BRAZIL SECTION, 2021a; SPE BRAZIL SECTION, 2021b).

2.1.3.1 Políticas Ambientais

Os Estados Unidos e países do Mar do Norte, como Reino Unido e Noruega, são referências mundiais em regulamentações de uso do mar para a produção de óleo e gás. Com relação aos padrões de uso e descarte de fluidos de perfuração, os EUA foram pioneiros ao emitir em 1979, através da *United States Environmental Protection Agency* (EPA), um guia de limitações dos efluentes, visando a redução e a melhor maneira do descarte no mar de fluidos e cascalhos (EUA, 2018; SOUZA, 2012).

Ao longo das décadas, a EPA refinou essas diretrizes e se tornou modelo para outros países, que adaptaram aos seus próprios cenários. O órgão americano, portanto, proíbe o descarte de fluidos e cascalhos que contenham óleo diesel e óleo livre; estabelece um limite de toxicidade; limita o teor de mercúrio e cádmio presentes na barita (adensante); proíbe qualquer descarte em áreas a menos de três milhas (aproximadamente 4,8 km) de distância da costa, com exceção do Alaska, em que serão avaliados caso a caso; proíbe o descarte de fluidos não aquosos e seus cascalhos poderão ser dispostos no leito oceânico desde que respeitados os limites determinados para mercúrio, cádmio e hidrocarbonetos poliaromáticos e para taxa de biodegradabilidade (EUA, 2018).

No Brasil, o Ministério do Meio Ambiente (MMA) por meio de sua autarquia, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), promulgaram a Instrução Normativa N°1 de 2018 que estabelece algumas diretrizes para a formulação e descarte dos fluidos de perfuração em operações marítimas para a extração de óleo e gás em território brasileiro. Ele proíbe a utilização de óleo diesel, cromo hexavalente, lignosulfonato de cromo, lignosulfonato de ferrocromo, ligas de ferrocromo e brometo de zinco ($ZnBr_2$) na elaboração da mistura. Além disso, limita a concentração de cádmio, de mercúrio, presentes como impureza da baritina; e de hidrocarbonetos poliaromáticos. Para o primeiro caso, valores acima do estabelecido, impossibilita o uso desse densante; já para o segundo, determina a forma de descarte do fluido e do cascalho em que está aderido (BRASIL, 2018).

Portanto, o descarte no mar de cascalhos e fluidos de perfuração de base aquosa são permitidos quando não apresentam óleo livre e o teste de toxicidade e de presença de hidrocarbonetos poliaromáticos não tenham resultados superiores aos estabelecidos pelo órgão regulador (BRASIL, 2018; EUA, 2018).

Resumindo, os fluidos de base não aquosa são vetados de serem dispostos em mar, porém os cascalhos poderão ser descartados desde que atendam algumas condições. Os requisitos são: ausência de óleo livre; porcentagem abaixo do estabelecido de óleos minerais e hidrocarbonetos sintéticos que atendam os critérios de biodegradabilidade; não sejam gerados em zonas produtoras, ou seja, dos reservatórios; e o teste de toxicidade e de presença de hidrocarbonetos poliaromáticos não tenham resultados superior ao estabelecido (BRASIL, 2018; EUA, 2018).

2.1.4 Tratamento de Fluidos de Perfuração

A circulação de fluido de perfuração durante a operação de construção de poços de óleo e gás compreende três fases: injeção, retorno e tratamento (Figura 4). Sucintamente, a fase de injeção é contada a partir do bombeio do fluido pelas bombas percorrendo o interior da coluna de perfuração até os jatos da broca; a fase de retorno se refere ao escoamento do fluido através do espaço anular entre a parede do poço e a coluna de perfuração até atingir as peneiras vibratórias na superfície; e a fase de tratamento, em que o fluido passa por uma bateria de equipamentos para condicionamento do fluido visando o retorno para a fase de injeção (BOURGOYNE JR. et al., 1986; THOMAS, 2001).

Enfatizando a fase de tratamento, após carrear os cascalhos até a superfície, o fluido de perfuração precisa ser tratado para ser recirculado no poço ou descartado após o término da perfuração. A cada ciclo de circulação do fluido durante a perfuração do poço – injeção, retorno e tratamento – é importante a máxima retirada dos cascalhos, desde os sólidos grosseiros ou maiores, até as partículas menores. Na recirculação, os cascalhos podem ser ainda degradados pelas bombas, brocas e fresas, tornando-se cada vez menores, até que sejam

difíceis de serem retiradas, levando, por fim, à alteração das características físico-químicas do fluido de perfuração (PEREIRA, 2010).

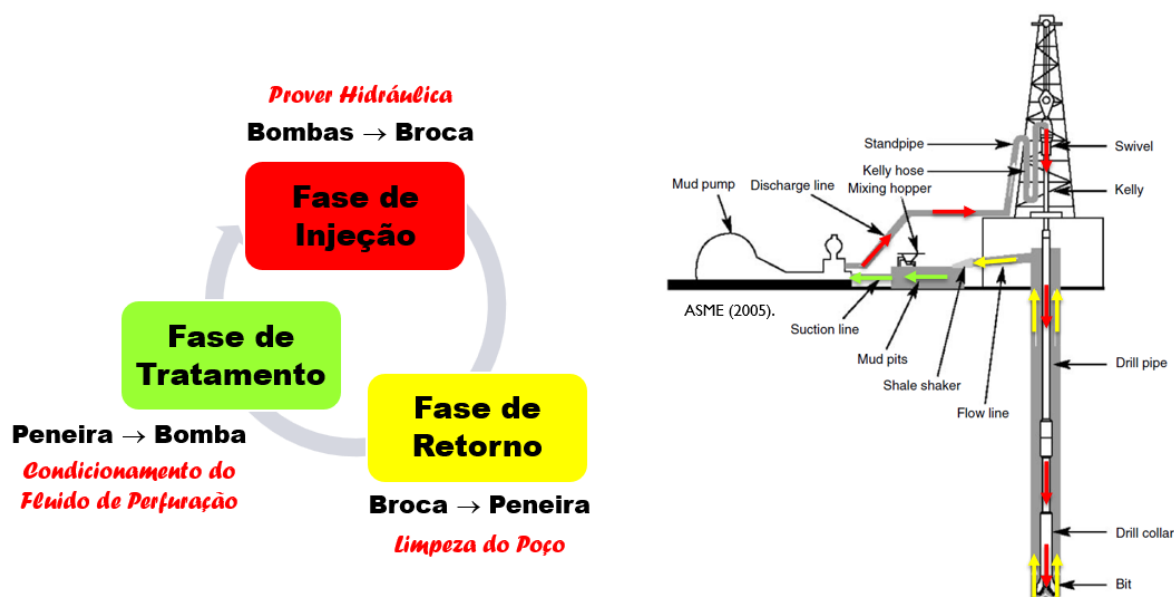


Figura 4 – Circulação de fluido de perfuração na sonda durante a perfuração de poços.
Fonte: Adaptado de ASME (2005).

Após a chegada à superfície, o fluido passa por um sistema de controle de sólidos, sendo os mais usuais as peneiras vibratórias, hidrociclones e as centrífugas. Cada um realiza a remoção dos sólidos em função da faixa de granulometria, conforme mostra a Figura 5. Como os cascalhos não são homogêneos, a combinação de equipamentos é necessária (BOURGOYNE JR. et al., 1986; SOUZA, 2012; THOMAS, 2001).

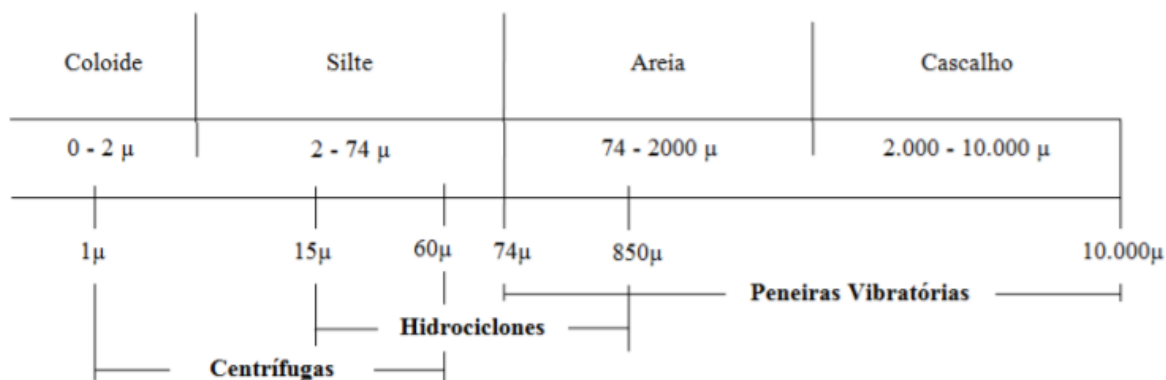


Figura 5 – Tipo de equipamento para cada granulometria.
Fonte: Adaptado de M-I (1998) apud Souza (2012).

Para descontaminação dos cascalhos como preconiza as resoluções ambientais para o correto descarte, seja no mar ou em aterros sanitários, são utilizadas a secagem por dessorção térmica e a vácuo, por exemplo. A dessorção térmica utiliza a energia térmica ($T \leq 343^{\circ}\text{C}$) para a recuperação ou retirada de substâncias de interesse ou contaminantes do cascalho. O aquecimento provoca a evaporação do fluido aderido ao cascalho. Posteriormente, o fluido recuperado pode ser destilado para separação dos componentes líquidos do fluido, tais como a separação de água e óleo que são emulsionados para compor o fluido de perfuração. Os sólidos “limpos”, com teores de hidrocarbonetos totais que podem atingir menos de 1% (m/m), e secos são transportados para a destinação final, como visto na Figura 6 (PEREIRA, 2010).

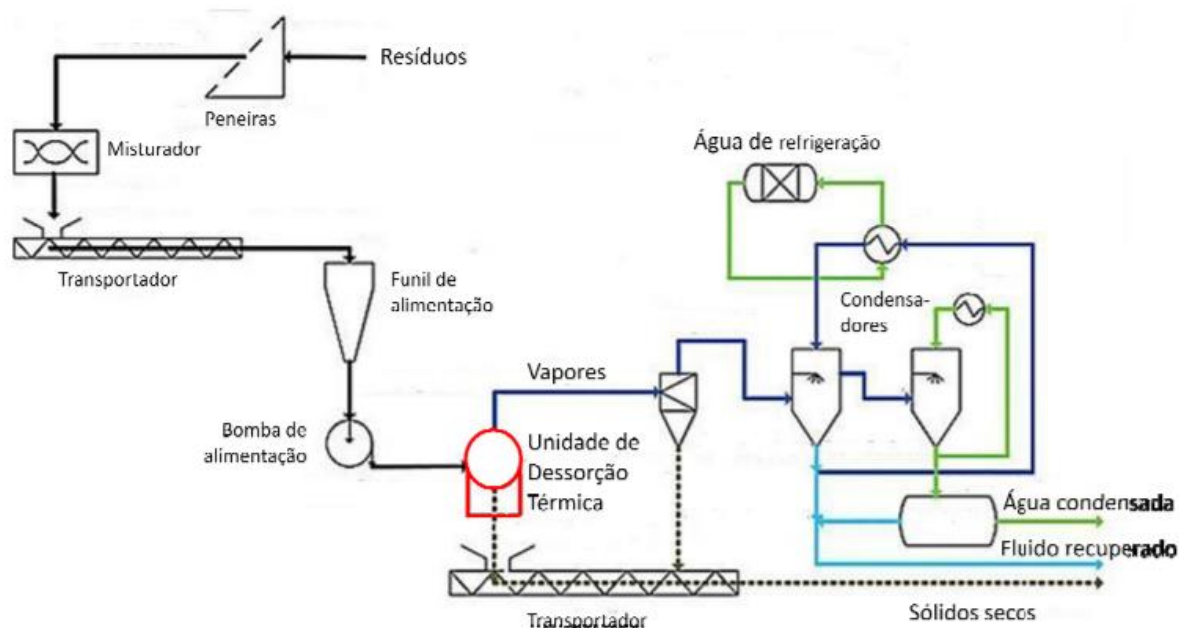


Figura 6 – Processo de dessorção térmica convencional para descontaminação de cascalhos.
Fonte: Pereira (2010).

Outro tratamento possível é a dessorção termomecânica, em que o aquecimento é realizado de forma mecânica, através de turbinas ou motores elétricos (Figura 7). O tempo menor de retenção do cascalho e a temperatura limitada do processo permite a retirada do fluido aderido ao sólido sem que haja a sua degradação, devido às altas temperaturas, diferentemente do que ocorre na dessorção térmica convencional (THERMTECH, 2004 apud PEREIRA, 2010).

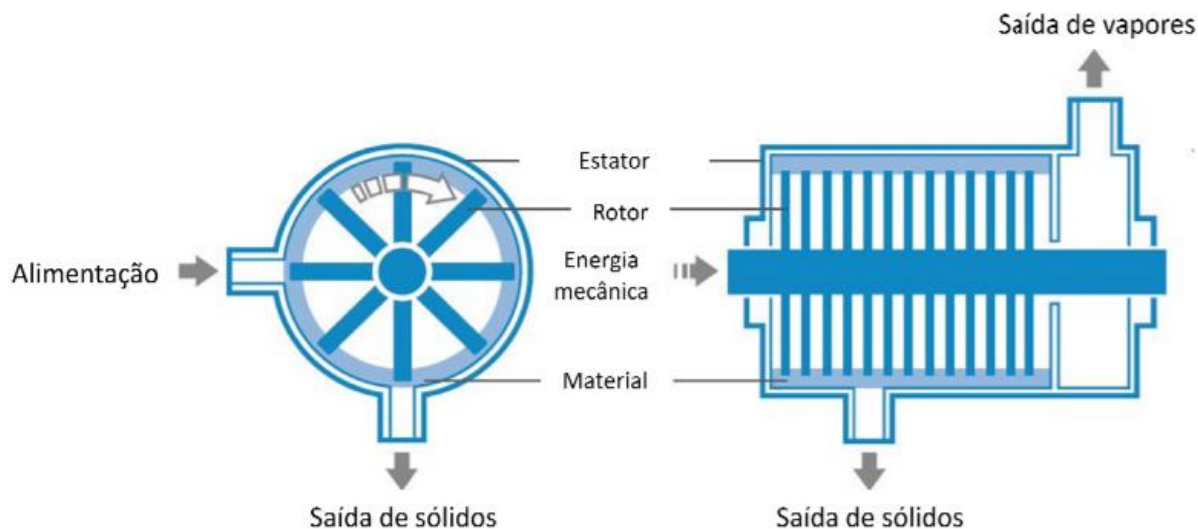


Figura 7 – Dessorção termomecânica para descontaminação de cascalhos.
Fonte: Pereira (2010).

Um terceiro processo de tratamento de cascalhos pode ser realizado com a utilização de micro-ondas. De forma geral, a dessorção térmica utiliza condução, convecção ou radiação. Diferentemente disso, a utilização de micro-ondas promove o aquecimento molecular de forma instantânea. Deste modo, o processo ocorre com maior eficiência energética por ser realizada de forma seletiva e maior dissipação de energia (Figura 8). Alguns estudos indicam que o fluido recuperado é próximo do original, não afetando o desempenho caso necessite ser reutilizado na perfuração (BARROCO et al., 2009 apud PEREIRA, 2010).

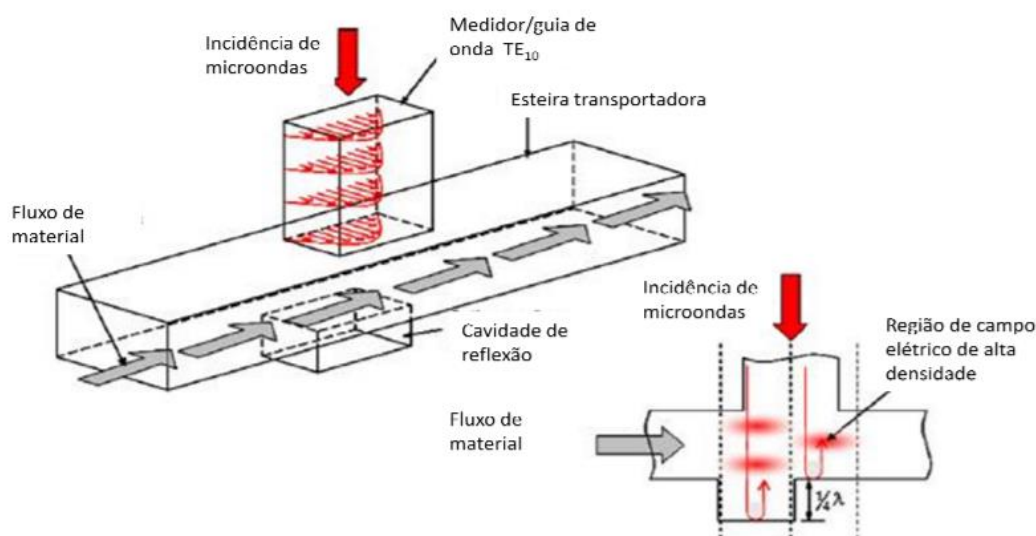


Figura 8 – Processo de limpeza de cascalhos com micro-ondas.
Fonte: Pereira (2010).

Por fim, um outro tratamento do fluido e cascalhos é a secagem a vácuo. Este processo utiliza ar a alta velocidade e diferencial de pressão e é instalado próximo às peneiras vibratórias (Figura 9). Com isso, é reduzida a área necessária para o tratamento dos cascalhos e recuperação de fluido de perfuração aderido quando comparado aos outros secadores, que necessitam de transporte entre as peneiras e os mesmos. Porém, o teor mínimo de hidrocarbonetos no cascalho não é menor que 5% (m/m) (BAROID SURFACE SOLUTIONS™, 2007 apud PEREIRA, 2010; HALLIBURTON, 2010 apud PEREIRA, 2010).

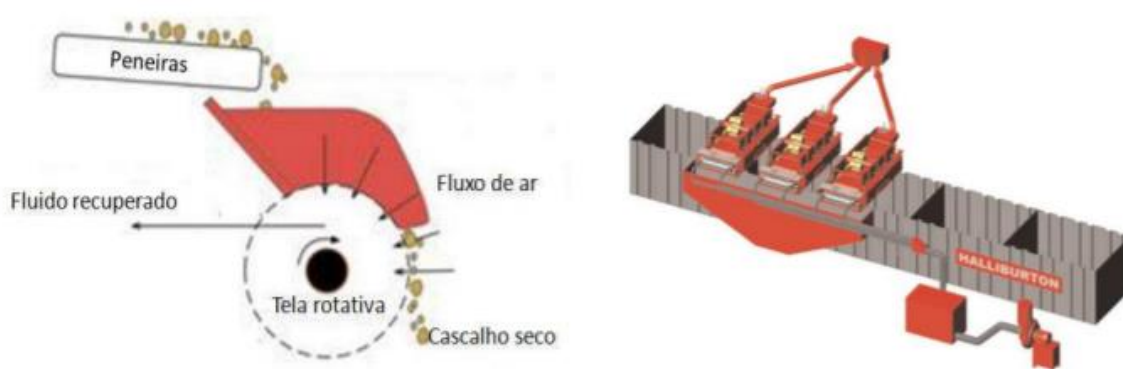


Figura 9 – Sistema de secagem a vácuo para descontaminação de cascalhos.
Fonte: Pereira (2010).

Observa-se, portanto, que o impacto ambiental inerente ao uso de fluido de perfuração também perpassa pela fase de tratamento na sonda, em que a energia requerida para o funcionamento dos equipamentos provém de combustíveis fósseis, seja diesel ou gás natural. Isso também ocorre com os processos de descontaminação dos cascalhos para descarte no mar ou em aterros sanitários via processos térmicos ou secagem, tratamento esse mandatório para cumprimento das legislações ambientais.

2.1.5 Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)

A avaliação do ciclo de vida (ACV) é uma metodologia que avalia os impactos ambientais de um produto, processo ou serviço, desde a fase de extração das matérias-primas até a destinação final. Este estudo é uma fonte para a identificação

e implementação de políticas empresariais e públicas e de melhorias em processos produtivos em todo o seu ciclo (ABNT, 2001; ISO 2006).

A origem da ACV data da década de 1960, mas seu uso só se tornou expressivo cerca de trinta anos depois. A padronização da metodologia foi realizada pela Organização Internacional para a Normalização (ISO – *International Organization for Standardization*), apresentadas nas ISO 14040 e 14044 (ISO, 2006). No Brasil, essas normas foram promulgadas pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) através da NBR ISO 14040 (2001) (ABNT, 2001), baseadas nas primeiras versões das ISO em 1997.

A metodologia da ACV conta com as seguintes etapas (Figura 10) (ABNT, 2001; COLTRO, 2007; FERRÃO, 2009; ISO, 2006):

- Definição do Objetivo e Escopo: descrição e contextualização do objeto de estudo e definição dos propósitos, suposições, limites do estudo e a unidade funcional;
- Análise de Inventário: identifica e quantifica as entradas e saídas do sistema no qual está inserido o produto ou processo, como água, energia, recursos naturais e emissões ao ambiente;
- Análise de Impacto: identifica os efeitos sobre os seres humanos, a natureza e os consumos de recursos naturais levantados no inventário;
- Interpretação: avalia as informações extraídas da análise de impacto e do inventário, de forma a concluir quais fases e/ou processos da cadeia do objeto de estudo mais impactam, identificando limitações e estabelecendo recomendações.

Com a realização sistemática da ACV, é possível desenvolver e melhorar produtos ou processos, planejar estratégias e desenvolver políticas governamentais, entre outras aplicações, que visem a proteção e aproveitamento dos recursos naturais de forma mais sustentável possível (FERREIRA, 2004). Destaca-se ainda a identificação de qual ou quais etapas mais contribuem para os impactos ambientais, sejam eles sobre a saúde humana, degradação ambiental e esgotamento de recursos naturais (COLTRO, 2007; FERRÃO, 2009).

Cada uma das quatro etapas preconizadas pela ACV, citadas acima e sintetizadas na Figura 10, será explicada com mais detalhes nas próximas seções.

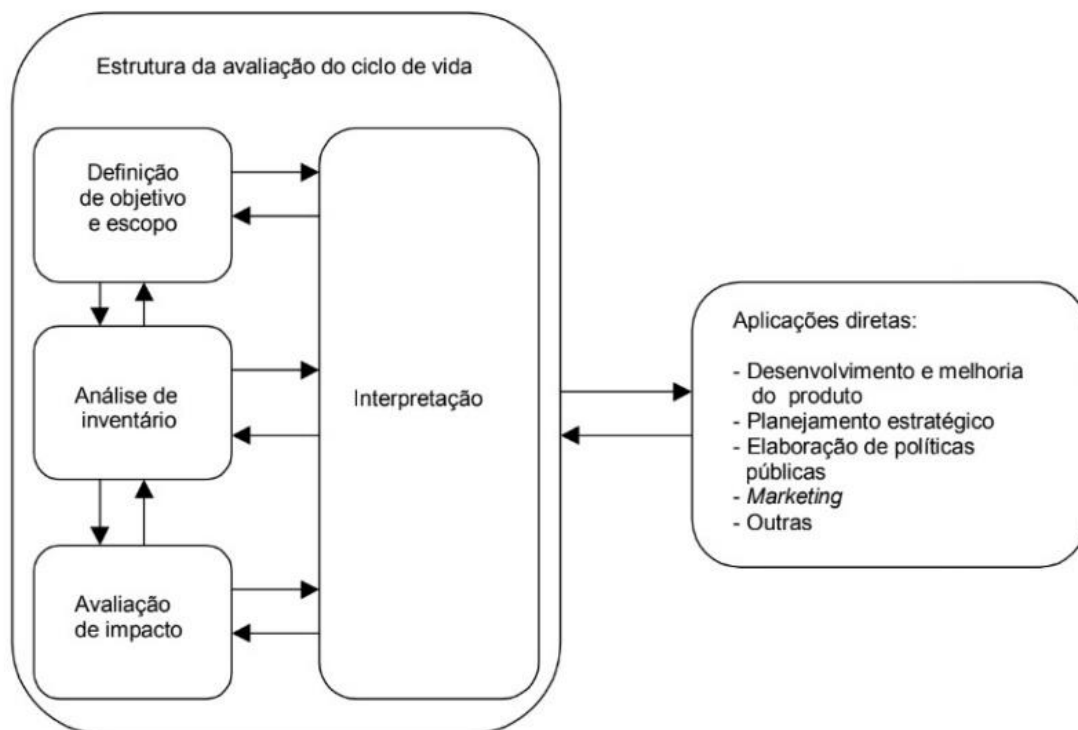


Figura 10 – Fases da Avaliação do Ciclo de Vida.

Fonte: ABNT (2001).

2.1.5.1 Elementos Essenciais da ACV

O entendimento do objeto de estudo é de extrema importância na avaliação do ciclo de vida. Outros pontos, para o bom desenvolvimento da metodologia, devem receber atenção especial. São eles a unidade funcional, as fronteiras do sistema, alocação, qualidade e coleta de dados para o inventário.

2.1.5.1.1 Unidade Funcional

A unidade funcional é a base de quantificação que será utilizada no sistema e para todos os dados de estudo na ACV, necessitando, portanto, ser mensurável e bem definida (COLTRO, 2007; FERRÃO, 2009). Um exemplo de unidade funcional é 1 kg de algodão, ou seja, no inventário serão levantadas informações, como a quantidade de pesticidas para a plantação, com base nessa massa. Esta referência

fornecida pela unidade funcional permite que os resultados possam ser comparáveis (ABNT, 2001).

2.1.5.1.2 Fronteiras do Sistema

A fronteira do sistema consiste em determinar os limites do estudo considerando diversas dimensões, ou seja, as unidades do processo que serão inseridas no estudo (ABNT, 2001; COLTRO, 2007). Dependendo do objeto de estudo, o sistema tem muitas etapas e processos e a sua ACV se torna bastante complexa e demorada. Portanto, essas demarcações focalizam a área de maior importância, simplificando o desenvolvimento do método.

Devem ser definidas as fronteiras geográficas, temporais, atividades do ciclo de vida a serem consideradas, entre outras. Entretanto, a exclusão de processos do sistema deve ser justificada, como por exemplo se é mostrado, por uma análise de sensibilidade, que o processo a ser excluído não interfere significativamente no resultado do estudo (WEIDEMA, 1993 apud FERREIRA, 2004).

Com relação aos limites do estudo ou fronteiras do sistema, a ACV pode ser realizada na sua forma mais ampla e complexa denominada de *cradle-to-grave* ou análise do berço ao túmulo, que contempla desde a extração das matérias-primas até o uso e o descarte final, ou pode ser ainda realizada apenas sobre parte do processo e é dita como uma análise *gate-to-gate* (portão ao portão), *cradle-to-gate* (berço ao portão) ou ainda como *gate-to-craddle* (portão ao túmulo), que é o caso do presente trabalho. As fronteiras do sistema são usualmente representadas por meio de diagrama de blocos, como na Figura 11.

Na Figura 11, a parte hachurada representa uma análise do berço ao túmulo, pois engloba todos os recursos energéticos e materiais, além do transporte, usados em um processo genérico, passando pela utilização, reutilização ou reciclagem, descarte de resíduos e emissões gasosas, líquidas e sólidas para o ambiente. Caso o estudo fosse realizado, por exemplo, apenas no processo produtivo, a análise seria do portão ao portão (FREITAS, 2016). No caso do presente trabalho, a análise será do tipo portão ao túmulo, pois abrangerá a utilização do FBS na perfuração *offshore* até o descarte final dos resíduos, fluidos e cascalhos, para o ambiente.

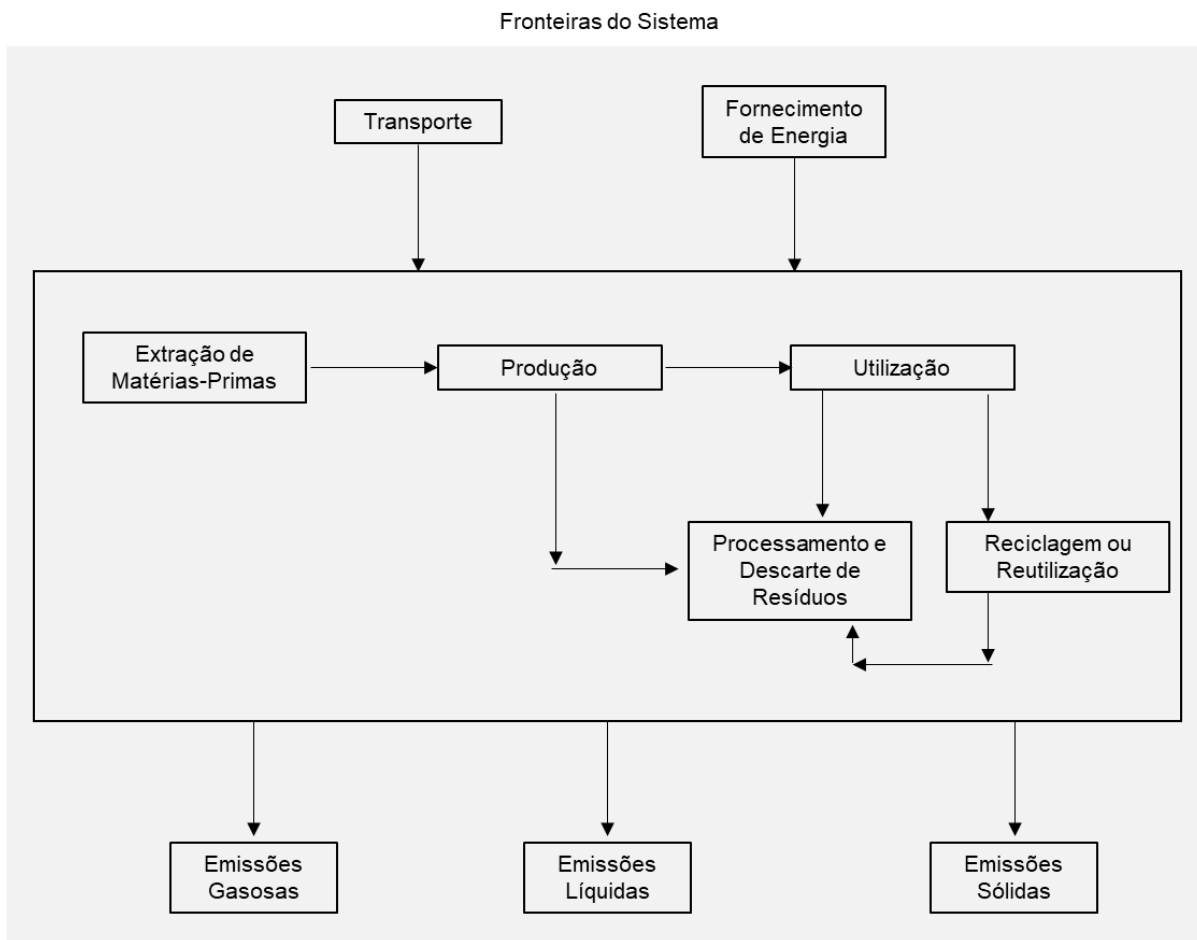


Figura 11 – Representação genérica das fronteiras de um sistema.

Fonte: Adaptado de Ferrão (2009).

2.1.5.1.3 Alocação

A alocação baseia-se na separação e retirada de fluxos de um sistema que não são de interesse. Isso ocorre quando o ciclo de vida de um produto é interligado a outros e não é possível expandir o sistema de forma a incluir esses coprodutos. Dessa maneira, a alocação irá retirar os seus fluxos e redistribuir as cargas ambientais de acordo com o que foi eliminado (COLTRO, 2007).

2.1.5.1.4 Qualidade e Coleta de Dados

Os dados a serem utilizados devem ter uma qualidade adequada para que os resultados sejam confiáveis. Para isso, em fase de escopo é importante fazer algumas delimitações quanto aos dados a serem coletados, como a idade, abrangência geográfica, tecnologia utilizada no processo, precisão dos dados e

representatividade dos dados, consistência e reprodutibilidade do método, base dos dados e confiabilidade da informação (ABNT, 2001).

2.1.5.2 Análise do Inventário de Ciclo de Vida

N

a etapa de análise do inventário são coletados dados e calculados, em função da unidade funcional determinada no escopo, das entradas e saídas de cada unidade do sistema em estudo. Um exemplo a ser citado para o caso das saídas são as emissões gasosas em decorrência de algum procedimento. Para sistemas complexos, é importante realizar a alocação de fluxos de materiais, energia e liberações ao ambiente de certos processos para que ocorra a simplificação do estudo (ABNT, 2001).

2.1.5.3 Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida

Com os resultados da Análise do Inventário de Ciclo de Vida, é realizada a associação dos impactos ambientais aos processos avaliados. Na Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida, os dados podem ser classificados ou modelados em categorias de impactos, ou outras formas metodológicas. Esta fase apresenta subjetividade nas escolhas de modelagem e avaliação dessas categorias, por isso, a norma exige maior transparência possível no estudo (ABNT, 2001).

2.1.5.4 Interpretação do Ciclo de Vida

Nesta etapa são avaliados os resultados do inventário e da avaliação de impactos tendo em vista os objetivos do estudo, de forma a obter-se conclusões e recomendações com relação a vida do produto ou atividade. A avaliação do ciclo de vida, como um todo, é iterativa, podendo ser identificados novos limites e imposições no escopo que afetam todo o estudo, de modo a melhor atender o objetivo da pesquisa (ABNT, 2001).

2.1.5.5 *Softwares* e Bases de Dados

Inúmeros programas e bases de dados que auxiliam na avaliação do ciclo de vida estão disponíveis no mercado, tanto para uso comercial quanto educacional. Os *softwares* possuem bancos de dados para apoio, que contém informações de

Inventários de Ciclo de Vida de materiais que são comuns, ou seja, presentes em diversos ciclos de vida. Alguns programas e base de dados presentes neles são destacados na Tabela 2 (CAMPOLINA; SIGRIST; MORIS, 2015).

Tabela 2 – Principais *softwares* para ACV e seus Bancos de Dados.

Software	País	Características	Banco de Dados
SimaPro	Holanda	- Desenvolvido por “<i>Pré Consultants</i>”. - Com vários métodos de avaliação, faz comparações e análises de produtos com ciclo de vida complexos.	Australian LCI Data Project, BUWAL 250, Dutch Input Output, <i>ecoinvent</i> , Franklin US LCI, IVAM LCA Data, Japan National LCA Project, LCA Food
IDEMAT	Holanda	- Desenvolvido por “<i>Delft University of Technology</i>”. - Auxilia na seleção de materiais em fase de design.	Próprio**
LCAPIX	EUA	- Desenvolvido por “<i>KM Limited</i>”. - Combina ACV e custos.	Próprio**
KCL-ECO	Finlândia	- Desenvolvido por “<i>KCL</i>”. - ACV em sistemas com muitos fluxos.	Próprio**
REGIS	Suíça	- Desenvolvido por “<i>Sinum</i>”. - Empregado na melhoria da Gestão Ambiental.	.*
GaBi	Alemanha	- Desenvolvido por “<i>PE Europe GmbH</i>” e “<i>IKP University of Stuttgart</i>”. - Avalia aspectos ambientais, econômicos, sociais, tecnologias e processos de um ciclo de vida.	GaBi, <i>ecoinvent</i> , EDIP, German Network on LCI Data, Japan National LCA Project
Umberto	Alemanha	- Desenvolvido pelo “<i>Institute for Environmental Informatics</i>” de Hamburg. - Visualização de fluxogramas de materiais e energia para otimização de processos.	GaBi, <i>ecoinvent</i> , Japan National LCA Project

*Informação não disponível.

**Informação obtida no site institucional do software.

Fonte: Adaptado de Curran (2006) e USEPA (2014) apud Campolina, Sigrist e Moris (2015).

Os programas apresentados, dentre os muitos existentes, apresentam amplas aplicações de ACV. Os destaques são o SimaPro, o GaBi e o Umberto, pois apresentam diversas bases de dados disponíveis para execução completa da ACV. Esses bancos de dados fornecem ainda informações de inúmeros processos e materiais de diversas áreas do globo que podem ser utilizadas no inventário (USEPA, 2014 apud CAMPOLINA; SIGRIST; MORIS, 2015).

2.2 Estado da Arte

Os estudos referentes a avaliação do ciclo de vida são encontrados nas principais bases de dados, como a *Scopus*, o Google Acadêmico e o Portal de Periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

Inúmeros estudos foram publicados com relação à fluidos de perfuração de poços de petróleo e como eles impactam no meio ambiente. Em sua maioria, são abordados os fluidos à base de água e de óleo originado de refino de petróleo. Neles são explicitados os impactos ambientais da utilização dessas bases, salientando os maiores riscos ambientais do fluido à base de óleo e de alguns componentes presentes na mistura. Entre esses estudos, Carr, McCulloch e Neff (1982), Conklin et al. (1983) e Østgaard e Jensen (1985) apresentam a toxicidade dos componentes do fluido e a sua influência à fauna e flora marinha.

Carr, McCulloch e Neff (1982) estudaram a acumulação de cromo em cinco espécies de invertebrados que tiveram contato com água do mar contaminada pelo fluido de perfuração com lignosulfato de cromo. Eles observaram que todos apresentaram acumulação no período de exposição, mas, após um período de tempo em água não-contaminada, grande parte do cromo foi eliminado. Portanto, a biodisponibilidade é baixa, variando em cada espécie e a maneira como esse elemento está associado. Conklin et al. (1983) também não obtiveram alta correlação da toxicidade em camarões-grama e pequenos peixes e a concentração de cromo, porém constataram que os hidrocarbonetos eram os maiores responsáveis pela intoxicação desses seres.

Por sua vez, Østgaard e Jensen (1985) expõem em seu trabalho a influência de diversos fluidos, à base de água e à base de óleo, e cascalhos de perfuração presentes no mar na capacidade fotossintética e na taxa de crescimento de algas marinhas. Eles constataram que houve a redução de ambos os indicadores, sendo que à base de água as taxas decresceram mais lentamente quando comparada ao fluido à base de óleo diesel. Fluidos à base de outros óleos obtiveram taxas intermediárias.

Diversos estudos relacionados a bases sintéticas também foram retornados na pesquisa. Entre eles o de Sadiq et al. (2010), que a partir de um estudo de caso hipotético de um campo na costa leste canadense, determinaram os impactos na qualidade da água com o descarte dos resíduos de perfuração. Os autores concluíram que, apesar de menos tóxica e menor potencial e bioacumulação quando comparados aos fluidos à base de óleo, os de base sintética geram preocupação pela presença de metais pesados – contaminantes da barita – e de óleo da formação.

Bakhtyar e Gagnon (2011), por sua vez, avaliaram a toxicidade dos componentes de fluidos de perfuração na saúde de peixes. Com o auxílio de biomarcadores, uma determinada espécie de peixe foi exposta a esses componentes do fluido e foi identificado que a base sintética se comportou de maneira inerte, não alterando nenhum biomarcador. Porém, o mesmo não foi observado com o emulsificante, que causou respostas mais fortes nos biomarcadores, conferindo maior risco ambiental por sua toxicidade.

Apesar de diversos estudos abordarem os efeitos no meio ambiente de fluidos de perfuração e seus rejeitos, poucos aplicam a técnica de Avaliação do Ciclo de Vida, tanto para fluidos a base de água quanto sintéticos.

Um dos poucos estudos é de Ghazi et al. (2011), que apresenta em seu estudo uma avaliação dos impactos ambientais da utilização de dois fluidos de perfuração, um à base de água e um à base de óleo, nos poços terrestres do campo Hassi Messaoud na região árida da Argélia. Considerando cinco cenários de tratamentos aplicados no fluido após a sua utilização/reutilização, o trabalho identificou a dominância de impactos locais relacionados a emissões de hidrocarbonetos e metais para os aquíferos durante a perfuração e para o solo durante o armazenamento nos tanques do sistema de tratamento de fluidos da sonda, influenciando na toxicidade humana e terrestre. Com relação ao tratamento do fluido, dentre os cinco cenários analisados (Figura 12), a estabilização/solidificação na linha logo após a separação mecânica se mostrou a melhor opção, pois não ocorre o armazenamento do fluido nos tanques. A segunda melhor opção foi a dessorção térmica, tendo em vista que ela recupera grande parte do hidrocarboneto presente no fluido de perfuração.

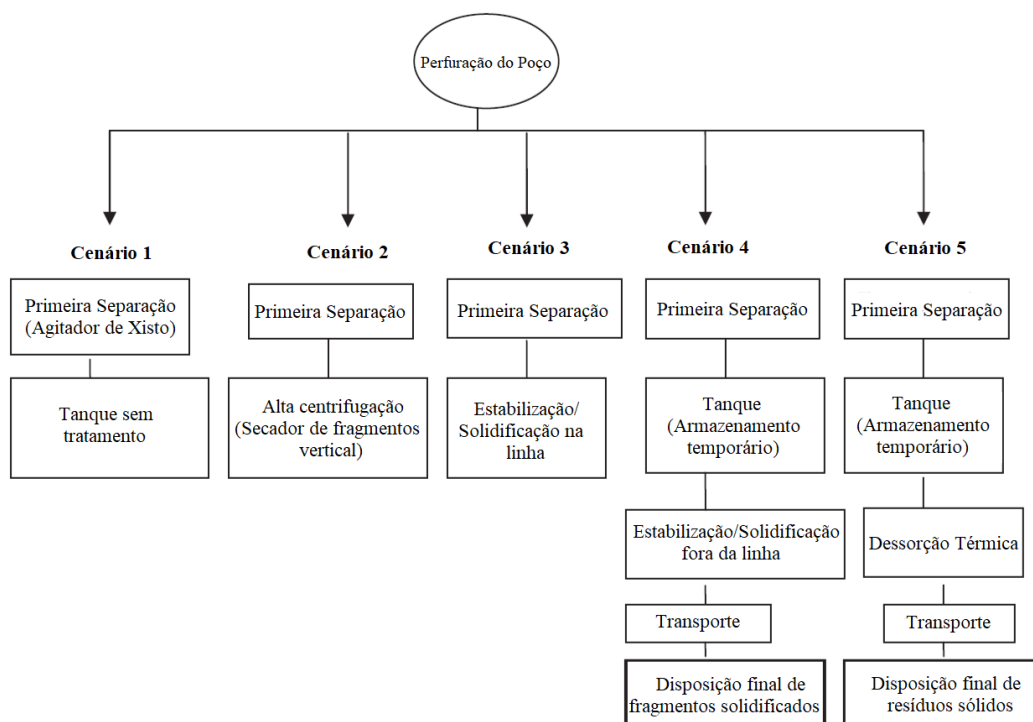


Figura 12 – Cenários de tratamento de fluido de perfuração.
 Fonte: Adaptado de Ghazi et al. (2011).

Vale ressaltar que, atualmente, a indústria de petróleo vem ampliando suas preocupações dentro dessa temática e dando seus passos iniciais na utilização da ACV como ferramenta de gestão e decisão. Como parte desse pensamento, a Petrobras publicou um relatório técnico como resultado do Projeto de Monitoramento Ambiental Específico da Atividade de Perfuração (PMAEper) da Área Geográfica da Bacia de Santos (AGBS) que visa monitorar a qualidade da água do mar no entorno dos poços dessa região. Com isso, apresentaram resultados de análises físico-químicas dos sedimentos da região, com ênfase principalmente na presença de metais pesados nos sedimentos (PETROBRAS, 2018).

Entretanto, ao aumentar o filtro de pesquisa, buscando trabalhos que abordam ACV de fluidos de perfuração de bases sintéticas e, principalmente, à base de olefinas, foi retornado o trabalho de Souza (2012). A autora, em sua dissertação, aplica a metodologia da ACV para os fluidos de perfuração de base aquosa e não aquosa (éster e misturas de olefinas) utilizados na perfuração de diversos poços na Bacia de Campos – RJ. Ao final, a autora conclui que alguns dos componentes presentes impactam o meio ambiente de forma significativa, entre eles a olefina. A pesquisadora sugere a substituição sempre que possível da substância, pois a sua

fabricação gera intensos efeitos ao meio ambiente. Em contrapartida, Souza (2012) destaca que a produção do éster é pouco danosa e, portanto, mais benéfica à natureza quando comparada às bases aquosas, em função de outros aditivos adicionados nos fluidos aquosos. Ela ressalta ainda que, apesar de seu uso mais restrito – por ser instável a altas temperaturas e na presença de influxo de gases ácidos –, os FBS à base de éster é preferível às bases aquosas quando possível.

Recentemente, a Associação Internacional de Produtores de Óleo e Gás (IOGP – *International Association of Oil & Gas Producers*) publicou um relatório preliminar sobre a ACV dos cascalhos gerados na perfuração *offshore*. O órgão comparou e analisou os impactos dos descartes dos cascalhos após tratamento no mar e na costa, em aterro sanitário. A ACV foi conduzida tanto para cascalhos contaminados por fluidos aquosos como por fluidos não aquosos, mais precisamente FBS à base de olefinas C16-C18. O estudo de caso foi conduzido em poços do Brasil e se constitui um dos poucos trabalhos executados pela indústria de petróleo em ACV (IOGP, 2021).

Não foram retornados muitos estudos de ACV de fluidos de perfuração à base de olefinas, portanto, apontando para um assunto ainda de conhecimento incipiente. Entretanto, estudos relacionados às bases sintéticas, foco do presente trabalho, serão utilizados no desenvolvimento e apresentados em capítulos posteriores.

3 METODOLOGIA

O trabalho foi desenvolvido seguindo a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida. Como apresentado no capítulo anterior, na Seção 2.1.5, são definidos o objetivo e o escopo e análise do inventário, abrindo caminho para a realização da ACV.

3.1 Definição dos Objetivos e do Escopo

A perfuração de poços de petróleo se dá em fases, de acordo com a Figura 13. Em todas as fases são utilizados fluidos de perfuração com os propósitos já mencionados no capítulo de Revisão Teórica. A utilização do fluido de base olefínica ocorre normalmente nas fases do revestimento intermediário e de produção, pois os requisitos técnicos demandam os fluidos de base não aquosas, tais como elevada lubricidade (DUARTE et al., 2021).

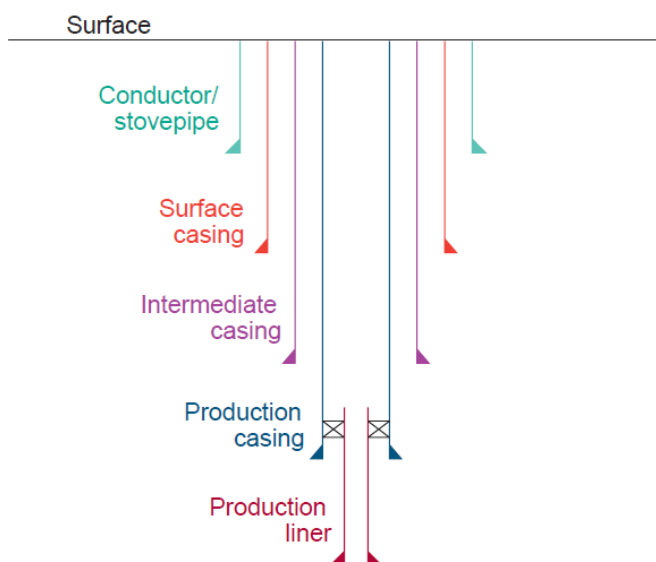


Figura 13 – Diagrama esquemático da perfuração de um poço de petróleo.
Fonte: Jahn et al. (2008).

Um projeto convencional de poço utiliza como padrão diâmetros de fases de 17½” e 12¼”, para as fases intermediárias, e 10¾” e 8½” para a de produção (interface com o reservatório). Com base nessa informação, serão avaliadas as quantidades volumétricas requeridas de FBS olefínico (ROCHA; AZEVEDO, 2019).

Portanto, o ICV se destinou a compilar dados da atividade de perfuração dessas fases profundas, intermediária e de produção, de poços *offshore*, indicando os potenciais impactos ambientais dos fluidos de perfuração olefínicos apenas nessas fases de construção do poço, além dos cascalhos gerados e contaminados com esses fluidos.

3.1.1 Objetivos

O objetivo será construir o inventário do ciclo de vida de fluidos de perfuração não aquosos à base de olefina durante a perfuração de poços de petróleo *offshore*, identificando os potenciais impactos ambientais de seu uso. Este tipo de levantamento permite que, posteriormente, seja realizada a ACV, que busca identificar os impactos ambientais e os pontos de melhoria no fluido utilizado.

3.1.2 Função

Na perfuração das fases profundas de um poço, o fluido de perfuração empregada pode ser um FBS para que a operação seja realizada de forma segura e eficiente. Desta maneira, ele deve remover o cascalho do fundo do poço e carregá-lo até a superfície; promover pressão hidrostática sobre a parede do poço para que não haja influxo dos fluidos presentes em formações permeáveis; manter a estabilidade da parede rochosa até o momento do revestimento e cimentação; resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

3.1.3 Unidade Funcional

A unidade funcional determinada é o volume em barril de fluido de perfuração não aquoso de base olefínica de formulação usualmente aplicada nas perfurações de poços de petróleo. Entretanto, esta ICV será realizada de maneira qualitativa em uma perfuração de poços de petróleo *offshore*, tomando por base os poços perfurados nos Campos do Pré-Sal Brasileiro.

3.1.4 Fronteira do Sistema

O ICV considerou a utilização de um fluido de perfuração sintético (não aquoso) de base olefínica durante a perfuração de poços *offshore*. A Figura 14 apresenta as fronteiras do sistema consideradas no estudo que, segundo a metodologia da ACV, a análise se caracteriza do tipo do portão ao túmulo (*gate-to-grave*).

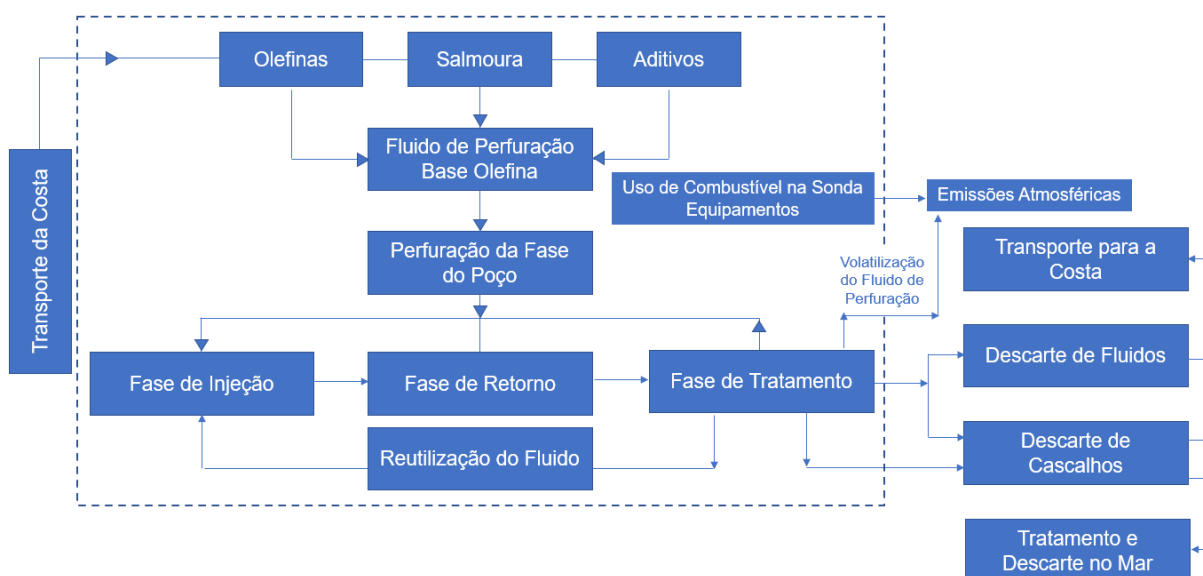


Figura 14 – Fronteira do sistema: do portão ao túmulo.
Fonte: Autoria Própria.

O FBS de base olefínica é composto pela base que é uma mistura de olefinas do tipo olefinas internas (IO) com predominância dos compostos $C_{16}H_{32}$ e $C_{18}H_{36}$, comercialmente denominadas de C16C18 IO. Essa mistura de olefinas é emulsionada com salmoura de cloreto de sódio (NaCl) ou cloreto de cálcio ($CaCl_2$) e outros aditivos (PETROBRAS, 2018).

A mistura dos componentes do fluido ocorre na plataforma após o transporte dos componentes vindos da costa através de navio. Na plataforma, durante a perfuração, o fluido já formulado e limpo é bombeado para dentro do poço por dentro de coluna de perfuração (fase de injeção); retorna pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede da formação carreando os cascalhos (fase de retorno), ou seja, os fragmentos das rochas trituradas; e conclui o ciclo passando pela fase de tratamento, que visa a remoção dos cascalhos e ajuste das suas propriedades para

retornar à fase de injeção. Uma vez concluída a fase do poço, o fluido poderá ser reutilizado em uma fase seguinte ou outro poço, ou poderá ser transportado para a costa para o devido descarte.

Os cascalhos, em atendimento a legislação ambiental (BRASIL, 2018), poderão ser tratados ainda na plataforma e descartados no mar ou serem transportados juntos com os fluidos para o devido descarte em aterros sanitários na costa (IOGP, 2021).

3.2 Compilação do Inventário

Para a construção do Inventário foram realizadas buscas *online* nas principais bases de dados científicas e relatórios técnicos da Petrobras e do IOGP. É importante mencionar que houve bastante dificuldade na disponibilidade de dados a partir dos órgãos governamentais e, devido ao tempo, não foi possível obter tais dados.

Os dados para a inferência dos potenciais impactos dos fluidos e cascalhos foram obtidos, principalmente, através dos relatórios da Petrobras (2018) e do IOGP (2021).

Estudos relacionados a fluidos de perfuração de base sintética, principalmente com olefina, foram selecionados e os dados pertinentes à construção do inventário coletados e apresentados no Capítulo 4.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O Inventário de Ciclo de Vida, caracterizado a seguir, utiliza dados obtidos do Relatório Técnico de Avaliação Ambiental (RTAA) do Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima da Área Denominada Área Geográfica da Bacia de Santos – Poço Lula-Iracema – IN1 (2018) e outros estudos.

4.1 Inventário do Ciclo de Vida (ICV)

A área de estudo, ou seja, de locação do poço, está localizada na Bacia de Santos, mais precisamente no Campo de Lula no bloco exploratório BM-S-11. A área do poço principal do estudo – LL-IRA-IN1 – apresentado no RTAA (PETROBRAS, 2018) está a cerca de 280 km da costa do município do Rio de Janeiro, onde a lâmina d'água é de aproximadamente 2.400 m (Figura 15). O relatório apresenta ainda dados de outros 19 poços, entre eles produtores, injetores e abandonados a um raio de 5 km do poço principal.

O ponto de partida de aquisição de dados foi o poço produtor 7-LL-73D-RJS interferente do poço principal Lula-Iracema – IN1 (LL-IRA-IN1) (Figura 16). Esse poço foi selecionado por utilizar durante a perfuração um fluido sintético de base olefina.

O poço 7-LL-73D-RJS é produtor e foi perfurado e completado, respectivamente, no período de 05/07/2015 a 17/08/2015 e 17/08/2015 a 17/01/2016. De acordo com o RTAA (PETROBRAS, 2018), o fluido olefínico foi utilizado apenas na perfuração das Fases 3 e 4, enquanto nas outras fases foram utilizados fluidos aquosos polimérico e argiloso, como pode ser visto na Tabela 3.

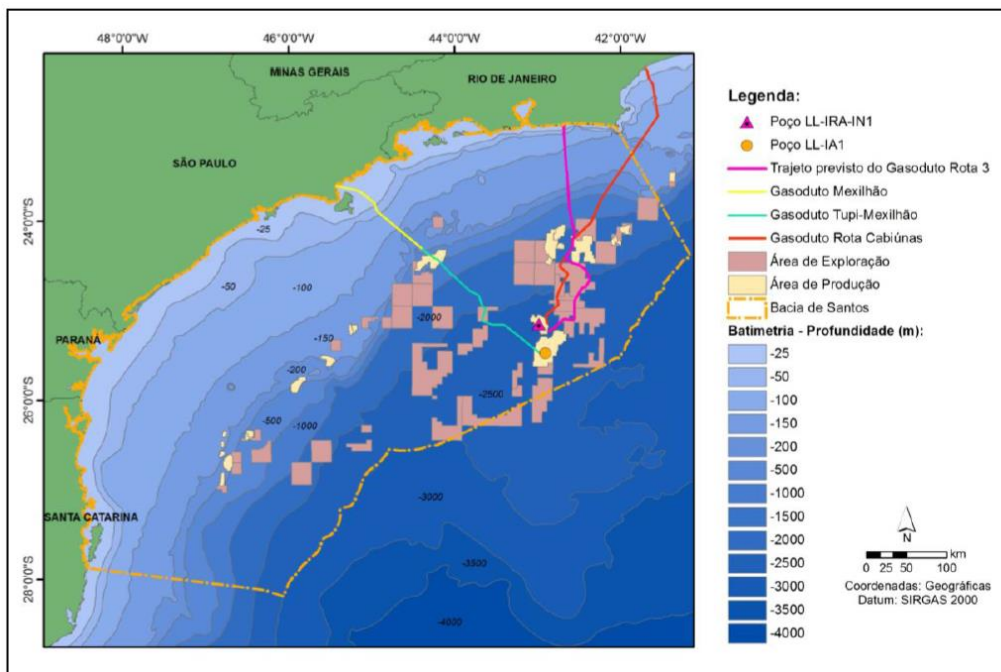


Figura 15 – Localização do Poço LL-IRA-IN1 na Bacia de Santos.
Fonte: Petrobras (2018).

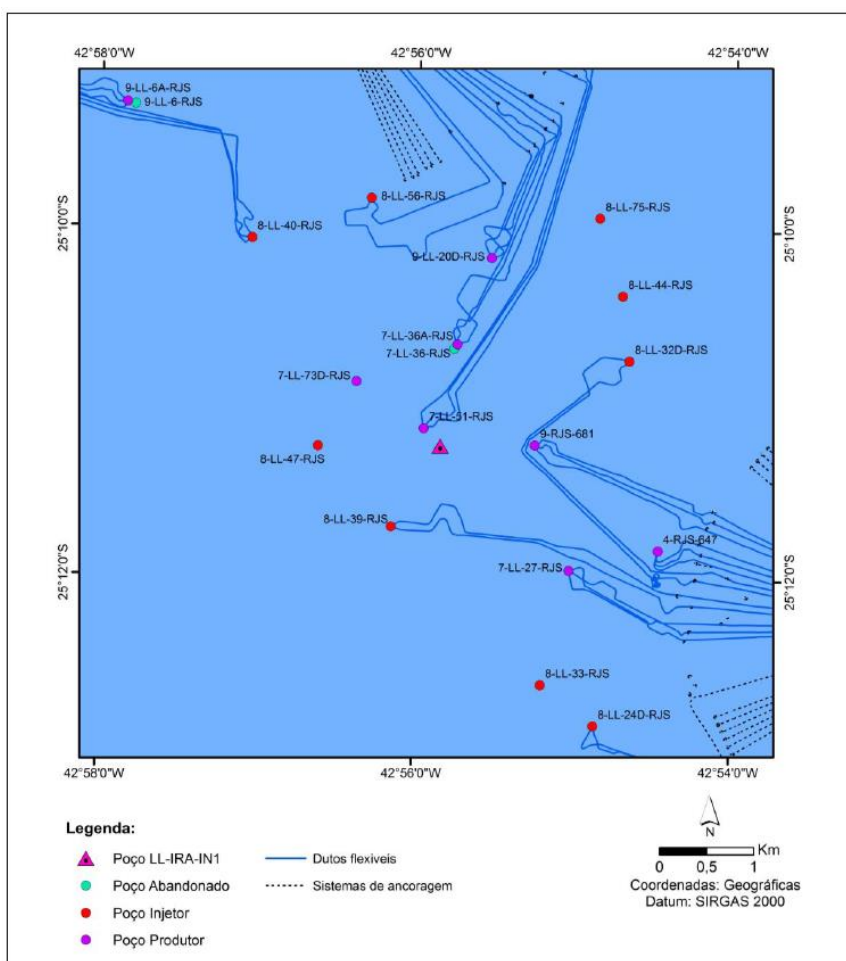


Figura 16 – Localização dos Poços Interferentes no Entorno do Poço LL-IRA-IN1.
Fonte: Petrobras (2018).

Ainda na Tabela 3 são apresentados os volumes de fluidos descartados no mar e aderidos aos cascalhos, além do volume total de cascalho descartado. Os valores são apresentados no RTAA (PETROBRAS, 2018).

Tabela 3 – Volumes de fluidos descartados, aderidos ao cascalho e volume total de cascalho descartado do Poço 7-LL-73D-RJS.

Fluido de Perfuração Utilizado por Fase Perfurada do Poço	Volume de Fluido Descartado no Mar (m³) (bbl)	Volume de Fluido Aderido ao Cascalho (m³) (bbl)	Total de Cascalho Descartado (m³) (bbl)
Fase 1: Fluido Convencional	191,00 1201,35	191,00 1201,35	68,37 430,03
Fase 2: Fluido Convencional	241,00 1515,84	241,00 1515,84	459,99 2893,25
Fase 2: Fluido SCOL*	784,00 4931,21	-	-
Fase 2: Fluido Viscoso c/ Goma Xantana	80,00 503,85	-	-
Fase 3: Fluido Sintético Base Olefina	0,00 0,00	37,64 236,75	308,51 1940,47
Fase 4: Fluido Sintético Base Olefina	0,00 0,00	3,10 19,50	23,48 147,68

*SCOL – Fluido de base aquosa polimérico.

Fonte: Adaptado de Petrobras (2018).

Para estimar o volume de resíduo descartado em termos da unidade funcional que é 1 bbl de FBS olefínico utilizado na perfuração do poço, é necessário conhecer o projeto do poço e a composição do fluido. Essas informações não estão disponíveis no RTAA. Por isso, foi necessário buscar na literatura uma formulação genérica desse tipo de fluido e um projeto de poço típico do Pré-Sal da Bacia de Santos.

Cano et al. (2005) em seu experimento sobre os efeitos da temperatura e do tempo na toxicidade dos sedimentos com a utilização de fluidos sintéticos, fornece uma formulação genérica para fluidos de perfuração à base de olefinas. Uma das possíveis formulações é apresentada na Tabela 4, e corresponde ao explicado anteriormente sobre a composição de um FBS olefínico: base constituída pela mistura de olefinas emulsionada com uma salmoura mais aditivos.

Tabela 4 – Composição de um fluido de perfuração base olefina.

Componente	Quantidade
C16-C18 IO (bbl)	0,63
Argila Organofílica (lb/bbl)	6,00
CaI (lb/bbl)	3,00
1° Emulsificante (lb/bbl)	7,00
2° Emulsificante (lb/bbl)	2,00
Água (bbl)	0,15
CaCl ₂ 95% (lb/bbl)	19,20
Barita (lb/bbl)	194,00
Controlador de Filtrado (lb/bbl)	1,00
Argila OCMA ¹	25,00

Fonte: Adaptado de Cano et al. (2005).

A formulação proposta por Cano et al. (2005) é de uma olefina interna típica (C16C18 IO) emulsificada, por dois emulsificantes comerciais, com uma salmoura, esta produzida a partir de água industrial e cloreto de cálcio (CaCl₂). Nesta formulação, a proporção olefina/salmoura foi de cerca de 80/20 (%vol.), um pouco diferente do usual, que é de 60/40 (%vol.). Além disso, na preparação do fluido foram adicionados o adensante, no caso a barita; controlador de pH, a cal; modificador reológico, que foi a argila (OCMA e organofílica); e um controlador de filtrado não especificado. A mistura desses componentes permite a composição de um FBS olefínico a ser utilizado em uma perfuração de poço.

Formulação similar, quanto aos componentes, pode ser observada na Tabela 5 oriunda do relatório da IOGP (2021), que contempla uma ACV para entender os efeitos do descarte dos sólidos da perfuração de poços com fluido aquoso e não aquoso. A IOGP também utilizou como fluido não aquoso um FBS olefínico C16C18 IO, além dos poços estudados serem do Pré-Sal Brasileiro, ou seja, mesma área de estudo do poço de referência do presente trabalho.

¹ OCMA (*Oil Company Materials Association*) – organização extinta que definia padrões para os aditivos de fluidos de perfuração, principalmente as especificações para as argilas bentonítica (Fonte: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/o/ocma>).

Tabela 5 – Composição do FBS olefínico estudado pela IOGP (2021).

Composição do Fluido	Componentes Químicos	Massa no Fluido (kg/m ³)	Massa no Fluido (lb/bbl)
Base Não Aquosa	C16-C18 IO	492,96	172,79
Adensante	Barita (BaSO ₄)	653,80	229,16
Salmoura	Cloreto de Cálcio (CaCl ₂)	158,09	55,41
	Carbonato de Cálcio (CaCO ₃)	85,90	30,11
Emulsificante	Ácidos Graxos Orgânicos	34,40	12,06
Controlador de pH	Óxido de Cálcio (CaO)	34,40	12,06
Redutor de Filtrado	Látex	22,90	8,03
Viscosificante	Bentonita	17,20	6,03
Modificador Reológico	Aminas de Ácidos Graxos Orgânicos	5,70	2,00

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Para a determinação da quantidade de fluido de perfuração necessária tomou-se por base o volume das fases do poço perfurado. Como mencionado, não foi possível obter no RTAA as profundidades e diâmetros das fases do poço de referência. Desta forma, foi utilizado o estudo de caso de Alves et al. (2009), que apresenta os destaques do programa de Exploração e Produção da Petrobras para aproveitar ao máximo as oportunidades de desenvolvimento e otimização das técnicas e equipamentos da engenharia de poço. Esse estudo, portanto, traz dados de um poço típico do Pré-Sal na Bacia de Santos, como diâmetro e profundidade de cada fase (Tabela 6), que foram utilizados para o presente ICV, dada a localização e o uso de fluido não aquoso nas Fases 3 e 4 do poço.

Tabela 6 – Dados de um poço típico da Bacia de Santos.

Fases do Poço	Diâmetro da Broca (in)	Diâmetro do Revestimento (in)	Profundidade em Relação ao Nível do Mar (m)		Extensão da Fase (m)	Fluidos Utilizados
			Inicial	Final		
1	36	30	2140	2216	76	Água Salgada
2	26	20	2216	3400	1184	Fluido Aquoso
3	14¾	10¾	3400	4855	1455	Fluido Não Aquoso
4	8½	7 (liner)	4855	5868	1013	Fluido Não Aquoso

Fonte: Adaptado de Alves et al. (2009).

A partir da geometria de cada fase do poço mostrada na Tabela 5, calculou-se as quantidades de fluidos utilizadas na perfuração das fases. Na Fases 3 e 4, que são de interesse deste trabalho, os volumes de FBS olefínico são, respectivamente, 2463,49 m³ e 2611,83 m³, o que correspondem a 14780,92 bbl e 15670,98 bbl (Tabela 7).

Tabela 7 – Volume de fluido de perfuração por fase do poço.

Fases do Poço	Diâmetro da Broca (in)	Extensão da Fase (m)	Volume de Fluido de Perfuração (m³)	Volume de Fluido de Perfuração (bbl)
1	36	76	199,64	1197,81
2	26	1184	1821,88	10931,30
3	14¾	1455	2463,49	14780,92
4	8½	1013	2611,83	15670,98

Fonte: Autoria Própria.

Considerando esses volumes estimados médios de FBS olefínico e os valores de volumes de fluido aderido ao cascalho contabilizado no RTAA da Tabela 3, podemos inferir os volumes de fluidos e cascalhos descartados por barril de fluido usado na perfuração das Fases 3 e 4, ou seja, em termos da unidade funcional. Os valores encontram-se na Tabela 8. Vale ressaltar que só há informações sobre o volume total de FBS olefínico aderido ao cascalho.

Tabela 8 – Volumes de fluidos aderidos ao cascalho e de cascalho descartado em função da unidade funcional – 1 bbl de FBS olefínico.

Fluido de Perfuração Utilizado por Fase Perfurada do Poço	Volume de Fluido Aderido ao Cascalho por Barril de Fluido Utilizado (bbl/bbl)	Volume de Cascalho Descartado por Barril de Fluido Utilizado (bbl/bbl)
Fase 3: Fluido Sintético Base Olefina	1,60 x 10 ⁻²	1,31 x 10 ⁻¹
Fase 4: Fluido Sintético Base Olefina	1,24 x 10 ⁻³	9,42 x 10 ⁻³

Fonte: Autoria Própria.

Com relação ao descarte dos cascalhos, o relatório da IOGP (2021) fornece dados de massa e volumetria de cascalho utilizados nos balanços de massa e energia realizados para a avaliação de impactos, que são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Massa e volume de fluidos e cascalhos.

Elemento	Quantidade
Cascalhos + Fluidos (ton)	1201
Cascalhos + Fluidos (m ³)	593,09
Cascalhos + Fluidos (bbl)	3730,42
Fluido nos Cascalhos (% v/v)	50%
Fluido nos Cascalhos (ton)	429,99
Sólidos nos Cascalhos (% v/v)	50%
Sólidos nos Cascalhos (ton)	771,01
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (%vol.)	5,60%
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (m ³)	33,21
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (bbl)	208,88
Fluido para Descarte na Secagem (ton)	381,83
Fluido para Descarte na Secagem (m ³)	263,33
Fluido para Descarte na Secagem (bbl)	1656,30
Sólidos para Descarte na Secagem (ton)	771,01
Sólidos para Descarte na Secagem (m ³)	296,54
Sólidos para Descarte na Secagem (bbl)	1865,18
Total Sólidos + Fluidos Descartados (ton)	1152,84
Total Sólidos + Fluidos Descartados (m ³)	559,87
Total Sólidos + Fluidos Descartados (bbl)	3521,50

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Fazendo o mesmo cálculo para os dados da Tabela 9, isto é, a estimativa dos volumes de fluidos e cascalhos em termos da unidade funcional, adotando as mesmas premissas, chegamos aos valores da Tabela 10.

Tabela 10 – Massas e volumes de fluidos aderidos ao cascalho e de cascalho descartado em função da unidade funcional – 1 bbl de FBS olefínico.

Elemento	Quantidade
Cascalhos + Fluidos (bbl/bbl)	$1,23 \times 10^{-1}$
Fluido nos Cascalhos (ton/bbl)	$1,41 \times 10^{-2}$
Sólidos nos Cascalhos (ton/bbl)	$2,53 \times 10^{-2}$
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (bbl/bbl)	$6,86 \times 10^{-3}$
Fluido para Descarte na Secagem (bbl/bbl)	$5,44 \times 10^{-2}$
Sólidos para Descarte na Secagem (bbl/bbl)	$6,13 \times 10^{-2}$
Total Sólidos + Fluidos Descartados (bbl/bbl)	$1,16 \times 10^{-1}$

Fonte: Autoria Própria.

4.2 Análise Ambiental do Sistema

Conforme o diagrama de blocos da fronteira do sistema exposto no Capítulo 3 (Figura 13), a partir do ICV e de dados da literatura, foi feita uma análise dos potenciais impactos ambientais devido:

- Ao descarte de fluidos de perfuração olefínicos após o término da perfuração do poço;
- Ao descarte dos cascalhos e fluidos aderidos a eles;
- Às emissões atmosféricas oriundas da utilização de combustíveis fósseis tanto nos equipamentos de tratamento dos fluidos e cascalhos na sonda como no transporte por navios e outros.

4.2.1 Descarte de Fluidos

O tratamento do fluido de petróleo é uma importante etapa da perfuração, pois permite a “limpeza” da mistura e a separação dos cascalhos carregados, buscando retirar o máximo de sólidos presentes com a mínima perda dos componentes do fluido. Nesse processo, a parte mais grosseira dos sólidos é retido pela peneira vibratória e a parte líquida – somada aos sólidos mais finos – segue para outros tratamentos mais específicos, como por exemplo a retirada de gás, e posterior armazenamento para reinjeção ou alguma destinação final em terra.

Os fluidos de perfuração de base não aquosa, diferentemente do aquoso, pela legislação brasileira, não pode ser disposto no mar após o fim de sua vida útil, como foi observado na Tabela 3. Portanto, caso não seja armazenado para a reutilização no mesmo poço ou em outro, ele é enviado à costa para ter uma destinação final adequada. Não foram encontradas informações sobre qual é, usualmente, tal destinação. Entretanto, é importante ressaltar que este transporte à costa e em terra para o descarte final necessita da utilização de combustíveis fósseis. Por se tratar de meios de transporte de cargas pesadas, é provável o uso do diesel, acarretando os problemas ambientais a serem apresentados na Seção 4.2.3.

4.2.2 Descarte de Cascalhos e Fluidos Aderidos

Os cascalhos gerados na perfuração do poço e separados na fase de tratamento do fluido de perfuração durante a circulação para o controle de sólidos, devem passar por tratamento prévio para poderem ser descartados no leito oceânico ou em terra. Como visto no Capítulo 2, na legislação mundial e brasileira é permitido o descarte de cascalhos de perfurações com fluidos de base não aquosa, porém é necessário atender teores de contaminantes pré-determinados sobre esses cascalhos (BRASIL, 2018).

Nesse contexto, o estudo desenvolvido no relatório da IOGP (2021) apresenta esses dois cenários para descarte dos cascalhos: descarte em mar e descarte em terra para FBS olefínico. A análise foi feita do portão ao túmulo, considerando a partir do momento em que os cascalhos deixam a peneira vibratória e são transportados via esteira para a secadora na sonda ou para contêineres para descarte em terra.

Para o descarte no mar (*offshore discharges*), o cenário aborda as seguintes etapas: transporte dos cascalhos da peneira vibratória para a secadora, secagem e descarte no mar. Para o descarte em terra (*onshore discharges*), as etapas consideradas foram: transporte dos cascalhos da peneira vibratória para contêineres, carregamento dos contêineres com os cascalhos, transporte dos contêineres em navios para a costa, descarga das caixas no porto, tratamento (dessorção térmica) no porto, transporte para o aterro sanitário, transporte dentro do

aterro sanitário e disposição final no aterro. Todas as etapas e cenários descritos encontram-se na Figura 17.

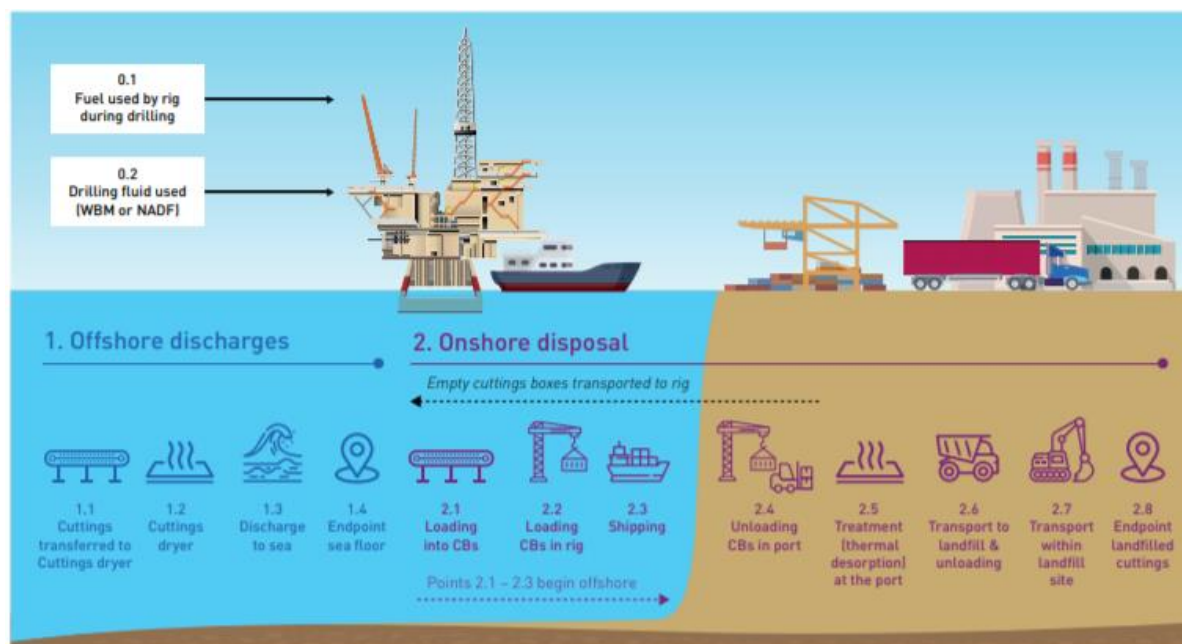


Figura 17 – Etapas de tratamento e transporte para duas opções de disposição final de cascalhos, considerando as melhores práticas da indústria.

Fonte: IOGP (2021).

O estudo utilizou o ReCiPe para a AICV, um método que busca transformar o resultado de um ICV em um número limitado de pontuações de indicadores (indicadores intermediário – *Midpoint* – e final - *Endpoint*). Os *Midpoints* fornecem as categorias de impacto e os *Endpoints*, as categorias de danos, e se relacionam como na Figura 18 (IOGP, 2021).

A seguir, são apresentados os valores dos indicadores de impactos intermediários totais, obtidos pela IOGP (2021), para os cenários em que se utiliza um fluido de perfuração de base não aquosa e o descarte dos cascalhos feito em terra e no mar (Tabela 11). Os indicadores consideram as etapas específicas contempladas em cada um dos dois cenários preconizados pela IOGP. Ou seja, para o descarte em terra, considera as emissões oriundas dos transportes, tratamento térmico e disposição final; enquanto para o descarte em mar, estão embutidas as etapas de transporte entre a peneira vibratória a secadora, o processo de secagem e a disposição final no leito marinho.

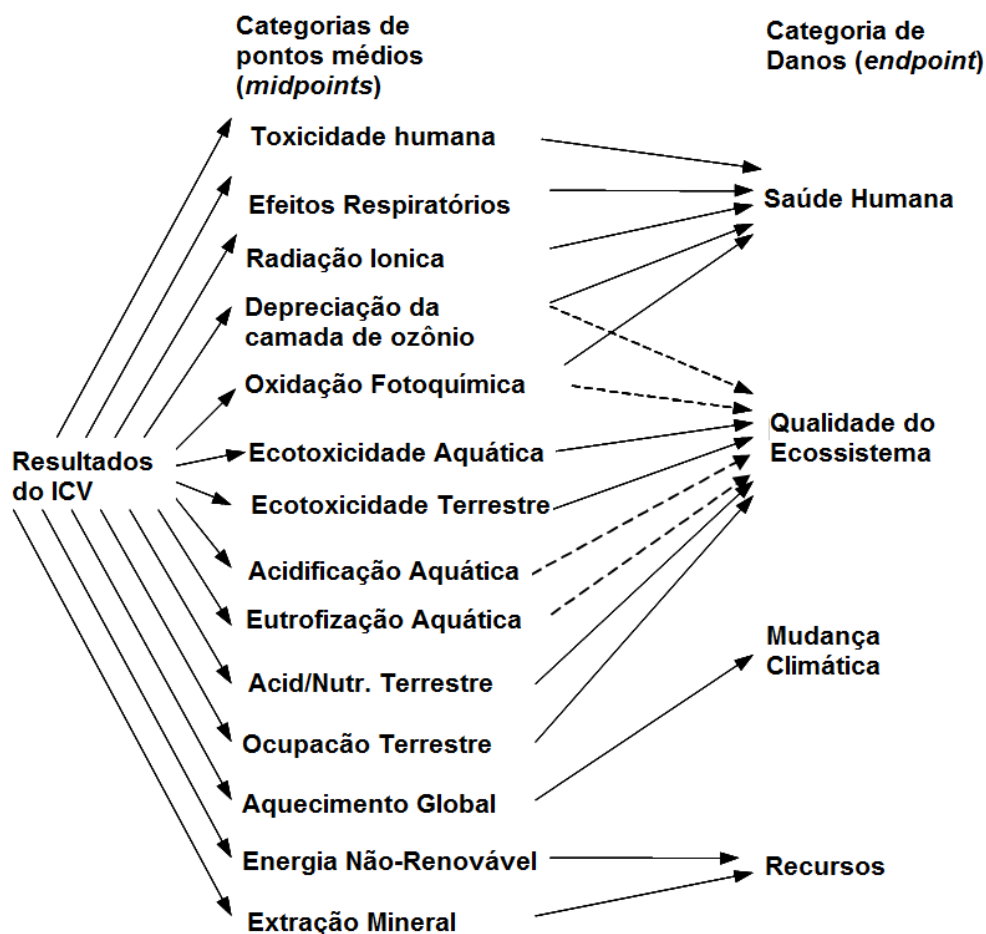


Figura 18 – Categorias de impactos (*Midpoints*) e danos (*Endpoints*).
 Fonte: Ecoinvent (2010b) apud Piekarski et al. (2013).

Observa-se, na Tabela 11, que o descarte dos cascalhos em terra apresenta todos os indicadores de impactos superiores ao descarte no mar. O que era de se esperar, pois para a disposição final dos cascalhos no aterro sanitário engloba várias etapas de transporte, tanto marítimo quanto terrestre, que usam majoritariamente o diesel como combustível. Isso reflete no indicador de Aquecimento Global, que foi de cerca de 2 milhões toneladas de CO₂-eq em terra contra 500 mil toneladas de CO₂-eq no mar. Além disso, tem os impactos gerados no processo de dessorção térmica, que utiliza elevadas temperaturas para que o cascalho atenda os teores de contaminantes requeridos pela legislação. Até mesmo o indicador de Toxicidade Marinha é muito menor para o descarte dos cascalhos no mar, 4.241 kg 1,4-DCB, contra os 52.373 kg 1,4-DCB em terra.

Tabela 11 – Indicadores de impactos intermediários totais para o descarte dos cascalhos em terra e em mar com fluido de perfuração olefínico.

Categoria de Impacto	Unidade	Descarte em Terra	Descarte no Mar
Aquecimento Global	kg CO ₂ -eq.	2.702.278	541.983
Depleção de Ozônio	kg CFC11-eq.	1,16	0,32
Radiação Ionizante	kBq Co-60-eq.	279.093	6.943
Formação de Ozônio, Saúde Humana	kg NO _x -eq.	6.551	3.239
Formação de Material Particulado	kg PM _{2,5} -eq.	5.509	1.010
Formação de Ozônio, Ecossistemas Terrestres	kg NO _x -eq.	6.738	3.407
Acidificação	kg SO ₂ -eq.	9.083	2.259
Eutrofização de Água Doce	kg Peq.	1.261	52
Eutrofização Marinha	kg Neq.	120	45
Toxicidade Terrestre	kg 1,4-DCB	1.808.599	599.060
Toxicidade da Água Doce	kg 1,4-DCB	37.331	2.998
Toxicidade Marinha	kg 1,4-DCB	52.373	4.241
Toxicidade Carcinogênica Humana	kg 1,4-DCB	181.414	5.649
Toxicidade Não-Carcinogênica Humana	kg 1,4-DCB	2.076.858	116.680
Consumo de Recursos Terrestres	m ² a crop eq	67.873	42.843
Depreciação de Recursos Minerais	kg Cu eq	1.215	804
Depreciação de Recursos Fósseis	kg oil eq	819.074	285.968
Consumo de Recursos Aquáticos	m ³	27.310	10.787

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Com base nesses resultados, foi obtido os valores para as categorias de dano *Endpoint* (Tabela 12). Nela é possível observar que, no geral, o descarte no mar gera menos danos à saúde humana, ao ecossistema e à escassez de recursos naturais. Portanto, observa-se que o descarte *offshore* é ambientalmente mais adequado. Pode-se inferir que a disposição em terra não é vantajosa por requerer um alto consumo energético para o transporte e tratamento térmico dos cascalhos.

Tabela 12 – Indicador final para os dois cenários.

Categoria de Dano	Unidade	Descarte em Terra	Descarte no Mar
Saúde Humana	DALY	$5,90 \times 10^{-3}$	$1,01 \times 10^{-3}$
Ecossistema	species.yr	$1,01 \times 10^{-5}$	$2,50 \times 10^{-6}$
Escassez de Recursos	USD 2013	171,4	96,2

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Até o momento foi dito que os cascalhos, em momento anterior à sua disposição final devem ser tratados antes do descarte no mar, de forma que fossem retirados o máximo possível do fluido de perfuração da sua superfície. Entretanto, a legislação permite o seu descarte sem tratamento desde que os possíveis compostos aderidos não ultrapassem os limites estabelecidos (BRASIL, 2018). Maiores quantidades de fluido aderido a esses sólidos propiciam maiores eliminações de metais no oceano. Através de análises físico-químicas dos cascalhos, o RTAA (PETROBRAS, 2018) obteve a massa total de metais descartada por poço, durante todas as fases da perfuração. Esses resultados podem ser vistos na Tabela 13 para o poço de referência (7-LL-73D-RJS). Vale ressaltar que, não foi discriminada a quantidade referente apenas às Fases 3 e 4 do poço.

Dados os elementos presentes nos cascalhos, é importante destacar a presença de metais pesados. Esses elementos, mesmo em baixas doses, são tóxicos, gerando diversos danos à saúde dos seres vivos, além da sua bioacumulação. É possível observar pela análise físico-química conduzida pela Petrobras que os maiores teores são de ferro, bário, alumínio e manganês, respectivamente. Os teores de metais pesados se encontram em quantidades muito maiores nos cascalhos em função da própria composição mineralógica das formação trituradas.

Para o poço de referência (7-LL-73D-RJS), não foram encontrados cádmio (Cd), mercúrio (Hg) e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs).

Tabela 13 – Teor de metais e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) em fluidos e cascalhos para o poço de referência (7-LL-73D-RJS).

Contaminantes	Fluidos (kg)	Cascalhos (kg)
Al – Alumínio	0,02	71,46
As – Arsênio	0,00	0,09
Ba – Bário	0,31	347,54
Cr – Cromo	0,02	1,02
Cu – Cobre	0,00	0,56
Fe – Ferro	0,43	591,56
Pb – Chumbo	0,00	1,41
Mn – Manganês	0,02	39,34
Mo – Molibdênio	-	-
Ni – Níquel	0,00	0,29
Si – Silício	-	-
V – Vanádio	0,02	1,13
Zn – Zinco	0,72	15,07
HPAs – Poliaromáticos	0,00	ND

Fonte: Adaptado de Petrobras (2018).

4.2.3 Emissões Atmosféricas

Para que ocorra a perfuração, o fluido a ser utilizado no processo é preparado na sonda. Os compostos provêm da costa, sendo trazidos por navios, e são misturados. Após a mistura, o fluido é injetado no poço e retorna pelo espaço anular, carreando os fragmentos de rocha. Ao chegar à superfície, eles passam pelo sistema de tratamento em que os cascalhos são separados do fluido, com ou sem um tratamento mais eficaz de retirada de componentes oleosos da superfície desses fragmentos. Em seguida, o fluido é armazenado para ser reutilizado em outras fases ou poços ou para terem uma destinação final. Os cascalhos, por sua vez, podem ou não passar por um processo de tratamento mais específico e podem ser dispostos no leito oceânico ou enviados à costa. Em todos estes processos e todo o

funcionamento da sonda de perfuração requer energia elétrica. Em todas as situações, a energia necessária para a realização da atividade provém da queima de combustível fóssil, em sua maioria o diesel.

O diesel é uma substância destilada do petróleo bruto, que apresenta outros compostos de mesmo ponto de ebulição, como hidrocarbonetos aromáticos e derivados alquílicos. A sua queima provoca a emissão de gases que não afetam à saúde humana, mas também os que são perigosos, como, respectivamente, oxigênio (O_2), dióxido de carbono (CO_2), água (H_2O) e nitrogênio (N_2); e monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), hidrocarbonetos, óxidos de enxofre (SO_x), material particulado, aldeídos, amônia, benzeno, cianetos, toluenos e hidrocarbonetos aromáticos polinucleares (BRAUN; APPEL; SCHMAL, 2003).

O dióxido de carbono é um dos compostos sempre destacados pela mídia como um dos vilões do aquecimento global. De fato, o aumento da sua emissão, juntamente com outros gases, tem influenciado no aumento da temperatura média do planeta. Parte desta temperatura é absorvida pelos oceanos, provocando também o seu aquecimento. Além disso, devido à cerca de um quarto do CO_2 antropogênico ser absorvido pelos oceanos, o seu aumento na atmosfera proporciona maior absorção, que, por diversas reações químicas, provoca a acidificação superficial do oceano (DONEY et al., 2009 apud PINHEIRO, 2016). A médio e longo prazo, essas alterações ao meio ambiente geram danos à saúde humana e ao ecossistema de difícil reversão.

Os compostos sulfonados presentes na atmosfera reagem com a umidade presente, que precipitam na forma de “chuva ácida” dado seu pH menor que 5. Em zonas de alta concentração de poluentes, esse pH pode chegar a 2 (FORNARO, 1991 apud CALLEGARO et al., 2015). A acidificação do solo e da água pode acarretar diversos impactos, como alteração no balanço de nutrientes, no crescimento e reprodução de plantas (LOPES, 2001 apud CALLEGARO et al., 2015). A diminuição do pH da água provoca ainda a mortalidade de algas e peixes, além de aumentar a concentração de íons metálicos, que poderiam ser bioacumulados (IBERDROLA, 2021).

Além disso, todos estes compostos por si já afetariam a saúde humana, danificando principalmente o sistema respiratório e podendo levar à morte quando expostos a longos períodos ou de forma intensa (ARBEX et al., 2012). Entre as substâncias que afetam os seres humanos, destaca-se os hidrocarbonetos, principalmente os aromáticos, que são tóxicos e/ou carcinogênicos e em pequenas quantidades ou baixa dissolução em água já é preocupante (FINOTTI; CAICEDO; RODRIGUEZ, 2001).

Os efeitos no meio ambiente e na saúde humana pelo uso do diesel como fonte energética é expressivo. Além dessas emissões à atmosfera, alguns dos componentes líquidos presentes no fluido de perfuração podem sofrer volatilização durante a fase de tratamento (CANO et al., 2005). A olefina, por ser um hidrocarboneto, também é tóxica e ao ser inalada, principalmente em grandes concentrações, pode provocar danos ao corpo humano, em especial ao sistema respiratório e acarretando diversas outras complicações (O'MALLEY; O'MALLEY, 2020).

Nas Tabelas 11 e 12 podem ser vistos os impactos devido aos combustíveis considerando apenas a análise do portão ao túmulo do descarte de cascalhos oriundos da perfuração. Os valores são bastante expressivos para várias categorias de impactos relacionadas aos combustíveis fósseis vistos na Tabela 11, tais como o Aquecimento Global, Emissão de Material Particulado e Formação de Ozônio. Esses valores devem ser absurdamente muito maiores se fosse realizada uma ACV do berço ao túmulo.

5 CONCLUSÃO

Os fluidos de perfuração são importantes no processo de construção de um poço e a sua formulação é decisiva para o sucesso ou fracasso da operação. Diversos compostos químicos são utilizados e muitos com potencial de impacto ambiental. Portanto, nesse contexto de sustentabilidade, a inserção de fluidos que minimizem as chances de prejudicar a natureza é indispensável. A avaliação do ciclo de vida, como uma metodologia de decisão ambiental, auxilia na identificação dos potenciais efeitos sobre o meio ambiente com a utilização desse fluido, desde o berço até o túmulo, ou seja, pré-produção até a disposição final.

O presente trabalho buscou produzir um Inventário de Ciclo de Vida do portão ao túmulo para um fluido de perfuração sintético de base olefina, tanto para o fluido de perfuração como para os cascalhos. Tomando-se como referência um poço do pré-sal na Bacia de Santos, foram levantados dados de volume do fluido descartado no mar, de volume de fluido aderido ao cascalho, do total de cascalho descartado, entre outras informações relevantes para a construção de um ICV. Com isso, foi possível inferir uma breve e simplificada análise dos potenciais impactos ambientais da utilização da olefina como base de fluido de perfuração.

Nesta avaliação, destaca-se o estudo da IOGP (2021), em que se pôde observar através dos indicadores de *midpoints* e *endpoints* que a disposição final dos cascalhos tratados no mar foi mais ambientalmente amigável que o descarte em aterro sanitário na costa. Embora de menor impacto, um monitoramento realizado pela Petrobras (2018) identificou a presença de metais pesados nos cascalhos descartados no mar em torno do poço de referência, acendendo o alerta do potencial dano ambiental para a biota local. Com relação ao descarte do fluido de perfuração em si, não foram encontradas informações relevantes, com exceção do fato de que o fluido olefínico não é descartado no mar, como orienta a Instrução Normativa N° 1/2018 do IBAMA. Um fato relevante e que pesa na atividade de perfuração como um todo gerando grandes impactos ambientais é a grande necessidade energética da sonda e do transporte marítimo, que usa combustíveis fósseis na obtenção dessa energia. O diesel foi destacado como principal fonte e

foram apresentadas as complicações de sua combustão, que podem levar a danos ao ecossistema e à saúde humana.

Com a realização sistemática da ACV, é possível desenvolver e melhorar produtos ou processos, planejar estratégias e desenvolver políticas governamentais, entre outras aplicações, que visem a proteção e aproveitamento dos recursos naturais de forma mais sustentável possível. Destaca-se ainda a identificação de qual ou quais etapas mais contribuem para os impactos ambientais, sejam eles sobre a saúde humana, degradação ambiental e esgotamento de recursos naturais, corroborando a importância da utilização da metodologia.

Por fim, é válido salientar que o estudo desenvolvido sofreu com dificuldades na obtenção de dados referentes a um mesmo local, por se tratar de áreas estratégicas. Entretanto, foram levantados dados que podem servir de base para uma Avaliação do Ciclo de Vida completa, fornecendo resultados mais detalhados dos impactos ambientais gerados pela utilização de fluidos de perfuração base olefina.

REFERÊNCIAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR ISO 14040: Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura**. Rio de Janeiro, 2001. 10 p.
- ACC – American Chemistry Council. **New olefin-based drilling fluid improves operational, environmental profile**. Report, Nov. 2006. 22 p.
- ALVES, Ivan Antonio Silva et al. SS: Pre-Salt Santos Basin C: well construction learning curve acceleration. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. **Proceedings** [...], Texas: SPE, 2009.
- ARBEX, Marcos Abdo et al. A poluição do ar e o sistema respiratório. **Jornal Brasileiro de Pneumologia**, v. 38, p. 643-655, 2012.
- ASME. **Drilling fluids processing handbook**. 2005.
- ATOLINI, T. M. **Estudo de comportamento PVT de misturas de metano em emulsões base N-parafina a altas temperaturas, pressões e concentrações de metano**. 2008. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.
- BAKHTYAR, Sajida; GAGNON, Marthe Monique. Toxicity assessment of individual ingredients of synthetic-based drilling muds (SBMs). **Environmental Monitoring and Assessment**, v. 184, n. 9, p. 5311-5325, 2011.
- BARBIERI, José Carlos. **Gestão Ambiental Empresarial: Conceitos, Modelos e Instrumentos**. 4ª. ed. São Paulo: Saraiva, 2016. 312 p. ISBN 978-85-472-0822-6.
- BORGES, Fernando Hagihara; TACHIBANA, Wilson Kendy. **A evolução da preocupação ambiental e seus reflexos no ambiente dos negócios: uma abordagem histórica**. ABEPRO, [s. l.], 1 nov. 2005. Disponível em: http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENESEP2005_Enegep1005_1433.pdf. Acesso em: 8 jun. 2021.
- BOURGOYNE JR., Adam T. et al. **Applied drilling engineering**. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1986.
- BRASIL. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA)/ INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (IBAMA). **Instrução Normativa Nº 1, de 2 de janeiro de 2018**. Define diretrizes que regulamentam as condições ambientais de uso e descarte de fluidos, cascalhos e pastas de cimento nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás, estabelece o Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos, e dá outras providências. [S. l.], Ed. 8, Seção 1, p. 7-8-58, 11 jan. 2018.

BRAUN, Silvana; APPEL, Lucia Gorenstin; SCHMAL, Martin. A poluição gerada por máquinas de combustão interna movidas à diesel – A questão dos particulados. Estratégias atuais para a redução e controle das emissões e tendências futuras. **Química Nova**, v. 27, n. 3, p. 472-482, 2003.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Fluidos de perfuração e completção**. 6. ed. Elsevier, 2013. 712 p.

CALLEGARO, Rafael Marian et al. Efeitos da chuva ácida em recursos florestais. **Caderno de Pesquisa**, v. 27, n. 3, p. 13-20, 2015.

CAMPOLINA, J. M.; SIGRIST, C. S. L.; MORIS, V. A. S. Uma revisão de literatura sobre softwares utilizados em estudos de Avaliação do Ciclo de Vida. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 735-750, 2015.

CANDLER, J. E. et al. Predicting the potential impact of synthetic-based muds with the use of biodegradation studies. In: SPE/EPA EXPLORATION AND PRODUCTION ENVIRONMENTAL CONFERENCE, 1999, Austin. **Proceedings** [...]. Texas: SPE, 1999. SPE 52742.

CANO, Manuel Luis et al. Impact of Heat Aging on Sediment Toxicity of Ester/Olefin-Based Drilling Fluids to *Leptocheirus Plumulosus*. In: SPE/EPA/DOE EXPLORATION AND PRODUCTION ENVIRONMENTAL CONFERENCE, 2005, Galveston. **Proceedings** [...]. Texas: SPE, 2005. SPE 94429.

CARR, R. S.; MCCULLOCH, W. L.; NEFF, J. M. Bioavailability of chromium from a used chrome lignosulphonate drilling mud to five species of marine invertebrates. **Marine Environmental Research**, v. 6, n. 3, p. 189-203, 1982.

COLTRO, L. (Org.). **Avaliação do ciclo de vida como instrumento de gestão**. Campinas: CETEA/ITAL, 2007. 75p.

CONKLIN, P. J. et al. Comparative toxicity of drilling muds: role of chromium and petroleum hydrocarbons. **Marine Environmental Research**, v. 10, n. 2, p. 105-125, 1983.

DUARTE, A. C. R. **PVT properties study of mixture of methane and glycerin based drilling fluids**. 2020. Thesis (Master in Petroleum Sciences and Engineering) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2020.

DUARTE, A. C. R. et al. An experimental study of gas solubility in glycerin based drilling fluid applied to well control. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 207, December, p. 109194, 2021.

EUA. **Code of Federal Regulations, Title 40, Chapter I, Subchapter N, Part 435 – Oil and Gas Extraction Point Source Category, Subpart A – Offshore Category, § 435.13 Effluent limitations guidelines representing the degree of effluent reduction attainable by the application of the best available technology**

economically achievable (BAT). 18 de maio 2012. Disponível em: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-N/part-435>. Acesso em: 20 set. 2021.

FERRÃO, Paulo Cadete. **Ecologia industrial: Princípios e ferramentas**. Portugal: IST Press, 2009.

FERREIRA, José Vicente Rodrigues. **Análise de ciclo de vida dos produtos**. Instituto Politécnico de Viseu, 2004.

FINK, J. **Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids**. Elsevier, 2012.

FINOTTI, Alexandra Rodrigues; CAICEDO, Nelson Oswaldo Luna; RODRIGUEZ, Maria Teresa Monica Raya. Contaminações subterrâneas com combustíveis derivados de petróleo: toxicidade e a legislação brasileira. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**. Porto Alegre. Vol. 6, n. 2 (2001), p. 29-46, 2001.

FREITAS, L. S **Modelagem da gaseificação e da pirólise da casca da castanha de caju em estudos de ACV na geração de energia**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências Físicas Aplicadas) – Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza, 2016.

FRIEDHEIM, J. E.; CONN, H. L. Second generation synthetic fluids in the North Sea: Are they better? In: IADC/SPE DRILLING CONFERENCE, 1996, New Orleans. **Proceedings** [...]. New Orleans: SPE, 1996. IADC/SPE 35061.

GHAZI, Malika et al. Life-Cycle Impact Assessment of oil drilling mud system in Algerian arid area. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 55, n. 12, p. 1222-1231, 2011.

GROWCOCK, F. B.; ANDREWS, S. L.; FREDERICK, T. P. Physicochemical properties of synthetic drilling fluids. In: IADC/SPE DRILLING CONFERENCE, 1994, Dallas. **Proceedings** [...]. Texas: SPE, 1994. SPE-27450-MS.

IBERDROLA. **A chuva ácida, um perigo real para os seres vivos**. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/meio-ambiente/chuva-acida>. Acesso: 26 de nov. de 2021.

IEA (Paris). **Oil 2019**. In: **Oil 2019: Fuel Report**. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/oil-2019>. Acesso em: 12 jun. 2021.

IHS MARKIT. **2021 high impact wells mid-year update**. [S. l.], 23 jul. 2021. Disponível em: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/2021-high-impact-wells-midyear-update.html>. Acesso em: 12 nov. 2021.

IOGP. **Lifecycle Impact Assessment (LCIA) for drill cuttings waste management decisions**. Report 606. 1. ed. 2021.

ISO – International Organization for Standardization. **ISO 14040**: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework. Switzerland, 2006. 28 p.

JAHN, Frank et al. **Hydrocarbon Exploration and Production**. 2. ed. Elsevier, 2008.

KULAY, Luiz Alexandre. **Desenvolvimento de modelo de análise de ciclo de vida adequado às condições brasileiras: aplicação ao caso do superfosfato simples**. 2000. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

LIMA NETO, T. M. et al. Thermodynamic behavior of CO₂/n-paraffin emulsion applied to well control. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2018, Rio de Janeiro. **Proceedings** [...]. Brasil: IBP, 2018. IBP1462_18.

MARQUES, D. C. **Estudo das propriedades termodinâmicas de misturas de metano em olefina linear**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

MARQUES, D. C.; RIBEIRO, P. R.; SANTOS, O. L.; LOMBA, R. F. Thermodynamic Behavior of Olefin and Methane Mixtures Applied to Synthetic Drilling Fluids Well Control. In: SPE LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 2017, Buenos Aires. **Proceedings** [...]. Argentina: SPE, 2017. SPE-185470-MS.

MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. **Fundamentals of drilling engineering**. SPE Textbook Series Vol. 12. Texas: SPE, 2011.

NEFF, J. M.; MCKELVIE, S.; AYERS JR., R. C. **Environmental impacts of synthetic based drilling fluids**. 2000.

O'MALLEY, Gerald F.; O'MALLEY, Rika. **Intoxicação por hidrocarbonetos**. [S. l.]: MSD, 2020. Disponível em: <https://www.msmanuals.com/pt-br/casa/les%C3%B5es-e-envenenamentos/envenenamento/intoxica%C3%A7%C3%A3o-por-hidrocarbonetos>. Acesso em: 27 nov. 2021.

ØSTGAARD, Kjetill; JENSEN, Arne. Acute phytotoxicity of oil-based drilling muds. **Oil and Petrochemical Pollution**, v. 2, n. 4, p. 281-291, 1985.

PEREIRA, Marina Seixas. **Caracterização de cascalho e lama de perfuração ao longo do processo de controle de sólidos em sondas de petróleo e gás**. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.

PETROBRAS. Relatório Técnico de Avaliação Ambiental (RTAA). **Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima na Área Denominada Área Geográfica da Bacia de Santos – Poço Lula-Iracema - IN1**. Volume Único. 2018.

PIEKARSKI, Cassiano Moro et al. Aplicação da ACV na matriz elétrica Brasileira: Uma análise multi cenários em termos de mudança climática, qualidade de ecossistema, saúde humana e recursos. **Espacios**, v. 34, n. 4, p. 1-9, 2013.

PINHEIRO, Barbara Ramos. **Perspectivas dos efeitos do aumento do CO2 atmosférico sobre os organismos construtores do Atol das Rocas – RN**. 2016. Tese (Doutorado em Oceanografia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

RAMSEY, Mark S. **Practical wellbore hydraulics and hole cleaning – Unlock faster, more efficient, and trouble-free drilling operations**. Elsevier, 2019.

RAZALI, S. Z. et al. Review of biodegradable synthetic-based drilling fluid: Progression, performance and future prospect. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 171-186, 2018.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de poços de petróleo – Geopressões e assentamento de colunas de revestimento**. 3. ed. Editora Interciência: Petrobras, 2019.

RYSTAD ENERGY (Oslo). **Drilling activity is set for two consecutive years of growth but will lag pre-pandemic levels**. [S. l.], 23 mar. 2021. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/drilling-activity-is-set-for-two-consecutive-years-of-growth-but-will-lag-pre-pandemic-levels/>. Acesso em: 12 jun. 2021.

SADIQ, Rehan et al. Marine water quality assessment of synthetic-based drilling waste discharges. **International Journal of Environmental Studies**, v. 60, n. 4, p. 313-323, 2010.

SANTOS, Caroline Nascimento dos. **Obtenção de dados PVT de misturas multicomponentes de metano e dióxido de carbono com fluidos de perfuração base olefina**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade de São Paulo, 2020.

SCHAFFEL, Silvia Blajberg. **A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil**. 2002. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

SOUZA, Marcelle Rodrigues de. **Avaliação do ciclo de vida dos constituintes dos fluidos de perfuração de poços de petróleo**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

SPE Brazil Section. Tech Tuesday: **“Previsão de Perdas Severas de Circulação no Pré Sal com IA”**. [S. l.: s. n.], 2021a. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=BwS_bHvfWXg. Acesso em: 23 set. 2021.

SPE Brazil Section. Tech Tuesday: “**Aspectos ambientais ligados à construção de poços**”. [S. l.: s. n.], 2021b. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=mw2NMuXxkkw&t=554s>. Acesso em: 16 nov. 2021.

STEINER, M. F.; ORMEROD, A. D. Oil Rig Workers. In: RUSTEMEYER T.; ELSNER P.; JOHN S. M.; MAIBACH, H.I. (Eds.) **Kanerva's occupational dermatology**. Berlin: Springer, Heidelberg, 2012. p. 1585-1596.

STOUT, S. A.; PAYNE, J. R. Footprint, weathering, and persistence of synthetic-base drilling mud olefins in deep-sea sediments following the Deepwater Horizon disaster. **Marine Pollution Bulletin**, v. 118, pp. 328-340, 2017.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 1. ed., Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 271 p.

UN – United Nations. **COP26 Goals**. Disponível em: <https://ukcop26.org/cop26-goals/>. Acesso em: 20 dez. 2021.

VAN OORT, E.; FRIEDHEIM, J.; LEE, J.; CLEMENTS, K. New olefin-based drilling fluid improves operational, environmental profile. **Oil & Gas Journal**, v. 107, n. 9, 2009.

ANEXO – Artigo Síntese

Universidade de São Paulo

Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica

Número: 10416739

Data: 28/11/2021



Inventário do Ciclo de Vida de Fluido de Perfuração Base Olefina

Letícia Yukie Araki

1. Orientador: Prof. Dra. Nara Angélica Policarpo

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Resumo

A indústria petrolífera, por trabalhar com um recurso que gera impactos ambientais desde a fase de pré-produção, mas que ainda é muito necessária como fonte energética, busca formas de ser mais sustentável através de materiais e processos ambientalmente melhores. Na perfuração de poços, este tipo de preocupação também existe, dada a utilização de diversas substâncias para atender as necessidades específicas de cada operação. Nesse contexto, a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) se mostra uma importante metodologia para a determinação dos impactos ambientais e sua extensão, possibilitando reavaliar práticas e materiais utilizados em prol da melhoria e conservação do meio ambiente. A metodologia aplicada na ACV é sistemática e inclui a construção de um Inventário de Ciclo de Vida (ICV), que é o objetivo do presente trabalho. Portanto, neste estudo será produzido um ICV de fluido de perfuração base olefina, que é uma base sintética substituta aos óleos minerais e utilizados em fases de perfuração mais complexas. Para isso, foram realizadas pesquisas nas principais bases de dados científicas e relatórios técnicos da Petrobras e IOGP (International Association of Oil and Gas Producers). Foram obtidas informações referentes a um poço na Bacia de Santos, como volume de cascalhos e fluidos (livre e agregados) descartados, diâmetro e extensão de cada fase do poço e composição do fluido. Além disso, foram tomados alguns cenários e hipóteses para a análise dos possíveis impactos ambientais desse fluido do portão ao túmulo, ou seja, desde a sua formulação na sonda até a sua destinação final. Desta forma, observou-se que a disposição dos cascalhos tratados no mar é ambientalmente melhor do que a disposição em terra, em decorrência principalmente do gasto energético para tratamento térmico e transporte desses cascalhos. Ademais, observou-se a presença de metais pesados nos cascalhos provenientes do poço estudado descartados no mar, fato preocupante pela toxicidade para a biota local. Destaca-se, ainda, a influência de combustíveis fósseis na obtenção de energia e os seus efeitos devido à grande necessidade energética na operação. Por fim, foi apontado que o presente estudo abre caminho para uma Avaliação do Ciclo de Vida completa sobre fluidos de perfuração de base olefina.

Abstract

For working with a resource that generates environmental impacts since the pre-production stage, but is still very necessary as an energy source, the oil industry seeks constantly ways to be more sustainable through environmentally better materials and processes. In oil and gas well drilling, this type of concern also exists, given the use of several types of fluids to meet the needs of each operation. In this context, the Life Cycle Assessment (LCA) appears as an important methodology for determining environmental impacts and their extent, enabling the reassessment of practices and materials used to improve and conserve the environment. The methodology applied in LCA is systematic and includes the construction of a Life Cycle Inventory (LCI), which is the aim of this work. Therefore, this study will produce an olefin-based drilling fluid ICV, which is a synthetic substitute for mineral oils and used in more complex drilling phases. For this, research was carried out in the main scientific databases and technical reports of Petrobras and IOGP (International Association of Oil and Gas Producers). Information referring to a well in the Santos Basin was used, such as the volume of drilling cuttings

and fluids (free and aggregate) discarded, diameter and length of each phase of the well, and the composition of an olefin-based drilling fluid. In addition, some scenarios and hypotheses were taken to analyze the environmental impacts of this fluid from gate-to-grave, that is, from its formulation at the rig to its final destination. Thus, it was observed that the disposal of treated cuttings at sea is environmentally better than the disposal on land, mainly due to the energy expenditure for thermal treatment and transport of these cuttings. Furthermore, the presence of heavy metals was observed in the cuttings from the studied well that were discarded into the sea, a worrying fact due to the toxicity for the local biota. Also noteworthy is the influence of fossils in obtaining energy and its effects due to the great need in the operation. Finally, it was pointed out that the present study paves the way for a complete Life Cycle Assessment on olefin-based drilling fluids.

Introdução

O desenvolvimento industrial até a primeira metade do século XX foi pautada no máximo aproveitamento de recursos para o máximo lucro. Com o passar das décadas, os limites de disponibilidade dos recursos naturais e os efeitos da ação humana sobre a natureza foram sendo discutidos, levando a mudança operacional das indústrias e o desenvolvimento do conceito de sustentabilidade (BORGES; TACHIBANA, 2005). Nesse contexto, desenvolveu-se a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), uma metodologia que permite identificar os impactos ambientais de um produto ou serviço, desde as matérias-primas, passando pela sua produção, consumo e disposição final, contribuindo para que sejam aplicadas medidas eficazes de melhoria ambiental (KULAY, 2000).

Na indústria petrolífera não seria diferente a busca pela sustentabilidade. Por se tratar de um recurso que gera impactos ambientais desde a fase de pré-produção, mas ainda muito necessária como fonte energética, o desenvolvimento de processos e materiais que minimizem os efeitos nocivos ao meio ambiente, no contexto atual, são necessários.

De 2016 até 2019, pré-pandemia de Covid-19, o investimento no setor upstream de petróleo vinha sendo intenso e crescente (IEA, 2019). A exploração desse recurso, tanto dos campos desenvolvidos (em produção) como dos novos, foi intensificada, culminando no aumento da atividade de perfuração de poços no mundo. Com o advento da pandemia, o número de poços perfurados decresceu de forma significativa em 2020, mas as projeções para os próximos anos indicam uma retomada do crescimento da atividade, como apontado pelas estatísticas da Rystad Energy e IHS Markit, mostradas nas Figuras 1 e 2, respectivamente (IHS Markit, 2021; RYSTAD ENERGY, 2021).

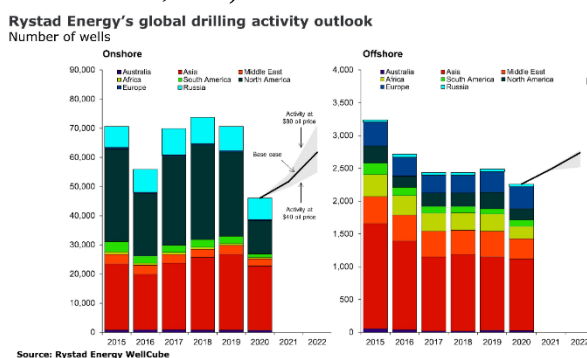


Figura 19 – Número de poços onshore e offshore perfurados globalmente a partir de 2015 e previsões futuras para 2021 e 2022.

Fonte: Rystad Energy (2021).

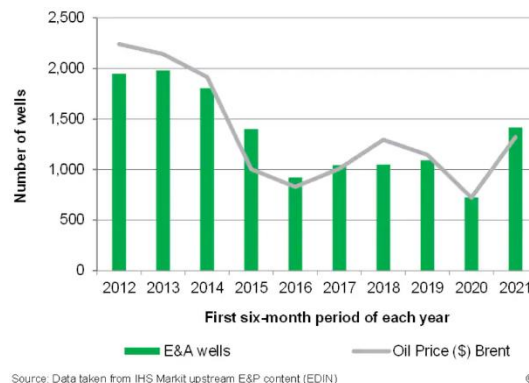


Figura 20 – Número de poços perfurados globalmente no primeiro semestre do ano de 2012 a 2021.

Fonte: IHS Markit (2021).

Neste cenário, o fluido de perfuração tem uma grande importância. O fluido de perfuração, que apresenta diversas funções na operação, é uma mistura de inúmeros componentes em água, óleo ou gás (BOURGOYNE JR. et al., 1986). Em termos de biodegradabilidade e toxicidade, os fluidos base água são melhores, mas são impróprios para poços complexos, como em formações de shale e poços direcionais. Assim, destacam-se os fluidos de perfuração de base sintética, normalmente derivadas de hidrocarbonetos. Os fluidos base olefina, em especial, são menos tóxicos e mais biodegradáveis que óleos minerais e diesel, por isso tem sido a recomendação das agências reguladoras (BRASIL, 2018; RAZALI et al., 2018).

Na busca pelo menor dano possível ao meio ambiente, este tipo de fluido de perfuração se torna atrativo. Entretanto, o estudo dos impactos ambientais de todo o seu ciclo de vida é necessário para a elucidação dos reais benefícios e identificação de possíveis melhorias nos processos aos quais o fluido faz parte. Portanto, o presente trabalho busca realizar o Inventário do Ciclo de Vida (ICV) de fluido de perfuração base olefina, uma etapa necessária para a realização da ACV.

Impactos Ambientais dos Fluidos de Perfuração

A atividade de perfuração como um todo provoca diversas alterações no meio em que atua, desde a sua alocação ao descarte de resíduos do processo. Os fluidos de perfuração estão incluídos nessa lista de potenciais geradores de impactos. O cascalho retirado do poço contém fluido de perfuração agregado à sua superfície e, se disposto no meio ambiente, acaba inserindo-o ao ecossistema. Esses sólidos e substâncias químicas do fluido agregado a ele podem provocar a mortalidade de seres vivos locais, por asfixia, soterramento e intoxicação e/ou outros efeitos a longo prazo quando estão em suspensão ou sedimentados (SHAFFEL, 2002).

A toxicidade do fluido de perfuração está bastante relacionada à base utilizada, pois está presente em maior quantidade em sua composição. De maneira geral, as bases não-aquosas conferem maiores efeitos negativos por conter hidrocarbonetos (CLODFELTER e RATLIFF, 2001, apud SOUZA, 2012).

O teor de metais pesados é outro aspecto da toxicidade que influencia os seres vivos locais, pois geram bioacumulação. Eles encontram-se nos minerais adensantes do fluido de perfuração ou nas formações e, ao serem absorvidos pelos bentos, afeta toda a cadeia alimentar (SOUZA, 2012).

A biodegradabilidade é um ponto bastante defendido por ambientalistas para determinar se algo irá afetar a natureza negativamente ou não. Compostos bastante biodegradáveis são preferíveis, pois diminuem o seu tempo de exposição e toxicidade, além da bioacumulação. Entretanto, a rápida degradação pode gerar zonas de baixa concentração de oxigênio, podendo provocar a mortalidade de organismos. A comunidade científica não possui um consenso sobre qual das situações é a melhor (SOUZA, 2012).

Por fim, um impacto ambiental importante de se destacar são as emissões de gases poluentes e intensificadores do efeito estufa. Ele é um efeito indireto da utilização de bases sintéticas nos fluidos de perfuração. Por serem produzidas industrialmente, elas necessitam ser transportadas por embarcações até os locais das operações quando em ambientes *offshore*, sendo utilizado, portanto, combustíveis fósseis, como o diesel, para esse traslado (SPE BRAZIL SECTION, 2021a; SPE BRAZIL SECTION, 2021b).

Influenciado pelo *United States Environmental Protection Agency* (EPA), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), estabelece algumas diretrizes para a formulação e descarte dos fluidos de perfuração em operações marítimas para a extração de óleo e gás em território brasileiro. Ele proíbe a utilização de óleo diesel, cromo hexavalente, lignosulfonato de cromo, lignosulfonato de ferrocromo, ligas de ferrocromo e brometo de zinco ($ZnBr_2$) na elaboração da mistura, além de limitar a concentração de outras substâncias para a utilização ou descarte. Fluidos e cascalhos de base aquosa e fluidos de base não-aquosa podem ser descartados no mar desde que não apresentem óleo livre e valores de toxicidade, hidrocarbonetos poliaromáticos, hidrocarbonetos sintéticos abaixo do estabelecido como seguro e não sejam gerados em zonas produtoras (BRASIL, 2018).

Para se adequar as regulamentações dos órgãos ambientais, os cascalhos podem passar por diversos tratamentos, como a dessorção térmica, dessorção termomecânica, o uso de microondas ou a secagem à vácuo, cada um com suas características e eficiências (PEREIRA, 2010).

Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)

A avaliação do ciclo de vida (ACV) é uma metodologia que avalia os impactos ambientais de um produto, processo ou serviço, desde a fase de extração das matérias-primas até a destinação final. Este estudo é uma fonte para a identificação e implementação de políticas empresariais e públicas e de melhorias em processos produtivos em todo o seu ciclo (ABNT, 2001; ISO 2006).

A padronização da metodologia foi realizada pela Organização Internacional para a Normalização (ISO), apresentadas na ISO 14040 e ISO 14044, e conta com algumas etapas (Figura 3) (COLTRO, 2007; ABNT, 2001):

- Definição do Objetivo e Escopo: descrição e contextualização do objeto de estudo e definição dos propósitos, suposições, limites do estudo e a unidade funcional;
- Análise de Inventário: identifica e quantifica as entradas e saídas do sistema no qual está inserido o produto ou processo, como água, energia, recursos naturais e emissões ao ambiente;
- Análise de Impacto: identifica os efeitos sobre os seres humanos, a natureza e os consumos de recursos naturais levantados no inventário;
- Interpretação: avalia as informações extraídas da análise de impacto e do inventário, de forma a concluir quais fases e/ou processos da cadeia do objeto de estudo mais impactam, identificando limitações e estabelecendo recomendações.

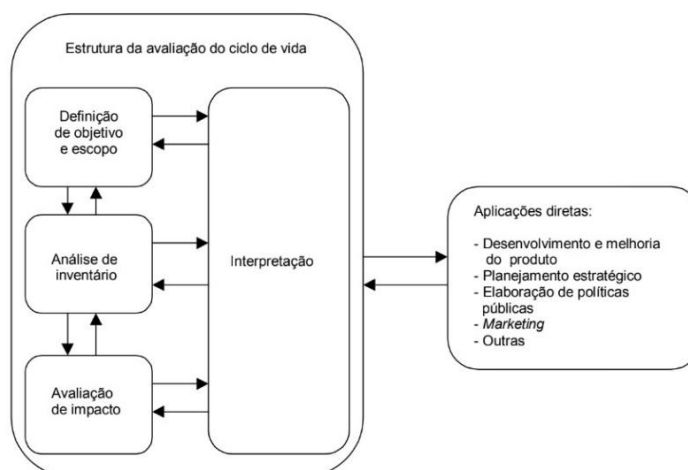


Figura 21 - Fases da Avaliação do Ciclo de Vida.
Fonte: ABNT (2001).

A realização das etapas é importante para uma adequada produção da ACV e inúmeros softwares e bases de dados podem auxiliar nesse processo. Os destaques de softwares são SimaPro, GaBi, e Umberto, que apresentam diversas bases de dados disponíveis para a implementação da ferramenta (CAMPOLINA; SIGRIST; MORIS, 2015).

Metodologia

O trabalho foi desenvolvido seguindo a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida. Como mencionado, são definidos o objetivo e o escopo e análise do inventário, abrindo caminho para a realização da ACV. A perfuração de poços de petróleo se dá em fases. Em todas as fases são utilizados fluidos de perfuração com os propósitos já mencionados anteriormente. A utilização do fluido de base olefínica ocorre normalmente nas fases do revestimento intermediário e de produção, pois os requisitos técnicos demandam os fluidos de base não aquosos, tais como elevada lubricidade (DUARTE et al., 2021). Um projeto convencional de poço utiliza como padrão diâmetros de fases de 17½” e 12¼”, para as fases intermediárias, e 10¾” e 8½” para a de produção (interface com o reservatório). Com base nessa informação, serão avaliadas as quantidades volumétricas requeridas de FBS olefínico (ROCHA; AZEVEDO, 2019). Portanto, o ICV se destinou a compilar dados da atividade de perfuração dessas fases profundas, intermediária e de produção, de poços offshore, indicando os potenciais impactos ambientais dos fluidos de perfuração olefínicos apenas nessas fases de construção do poço, além dos cascalhos gerados e contaminados com esses fluidos.

A unidade funcional determinada é o volume em barril de fluido de perfuração não aquoso de base olefínica de formulação usualmente aplicada nas perfurações de poços de petróleo. Entretanto, esta ICV será realizada de maneira qualitativa em uma perfuração de poços de petróleo offshore, tomando por base os poços perfurados nos Campos do Pré-Sal Brasileiro.

O ICV considerou a utilização de um fluido de perfuração sintético (não aquoso) de base olefínica durante a perfuração de poços offshore. A Figura 4 apresenta as fronteiras do sistema consideradas no estudo que, segundo a metodologia da ACV, a análise se caracteriza do portão ao túmulo (gate-to-grave).

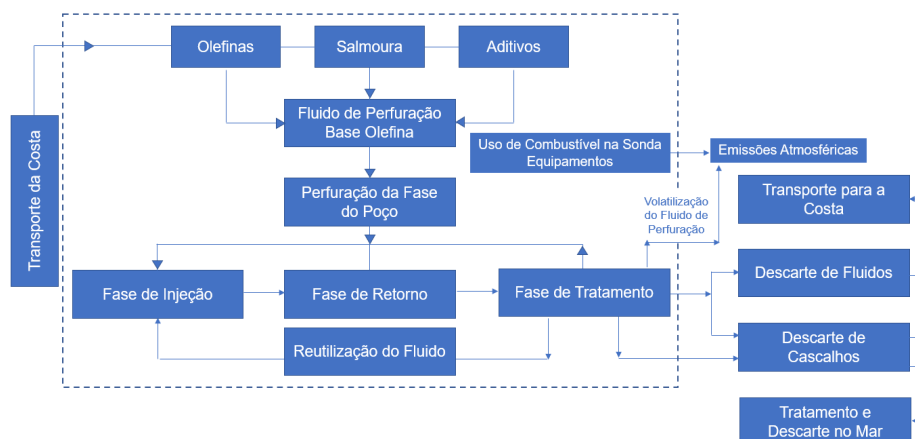


Figura 22 – Fronteira do sistema: do portão ao túmulo.

Fonte: Autoria Própria.

O FBS de base olefínica é composto pela base que é uma mistura de olefinas do tipo olefinas internas (IO) com predominância dos compostos $C_{16}H_{32}$ e $C_{18}H_{36}$, comercialmente denominadas de C16C18 IO. Essa mistura de olefinas é emulsionada com salmoura de cloreto de sódio (NaCl) ou cloreto de cálcio ($CaCl_2$) e outros aditivos (PETROBRAS, 2018).

A mistura dos componentes do fluido ocorre na plataforma após o transporte dos componentes vindos da costa através de navio. Na plataforma, durante a perfuração, o fluido já formulado e limpo é bombeado para dentro do poço por dentro de coluna de perfuração (fase de injeção); retorna pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede da formação carreando os cascalhos (fase de retorno), ou seja, os fragmentos das rochas trituradas; e conclui o ciclo passando pela fase de tratamento, que visa a remoção dos cascalhos e ajuste das suas propriedades para retornar à fase de injeção. Uma vez concluída a fase do poço, o fluido poderá ser reutilizado em uma fase seguinte ou outro poço, ou poderá ser transportado para a costa para o devido descarte.

Os cascalhos, em atendimento a legislação ambiental (BRASIL, 2018), poderão ser tratados ainda na plataforma e descartados no mar ou serem transportados juntos com os fluidos para o devido descarte em aterros sanitários na costa (IOGP, 2021).

Para a construção do Inventário foram realizadas buscas online nas principais bases de dados científicas e relatórios técnicos da Petrobras e do IOGP. Os dados para a inferência dos potenciais impactos dos fluidos e cascalhos foram obtidos, principalmente, através desses relatórios (IOGP, 2021; PETROBRAS, 2018). Estudos relacionados a fluidos de perfuração de base sintética, principalmente com olefina, foram selecionados e os dados pertinentes à construção do inventário coletados e apresentados no capítulo de resultados.

Resultados do Inventário do Ciclo de Vida

O Inventário de Ciclo de Vida, caracterizado a seguir, utiliza dados obtidos do Relatório Técnico de Avaliação Ambiental (RTAA) do Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima da Área Denominada Área Geográfica da Bacia de Santos – Poço Lula-Iracema – IN1 (2018) e outros estudos.

Inventário do Ciclo de Vida (ICV)

A área de estudo, ou seja, de locação do poço, está localizada na Bacia de Santos, mais precisamente no Campo de Lula no bloco exploratório BM-S-11. A área do poço principal do estudo – LL-IRA-IN1 – apresentado no RTAA (PETROBRAS, 2018) está a cerca de 280 km da costa do município do Rio de Janeiro, onde a lâmina d'água é de aproximadamente 2.400 m (Figura 5). O relatório apresenta ainda dados de outros 19 poços, entre eles produtores, injetores e abandonados a um raio de 5 km do poço principal. O ponto de partida de aquisição de dados foi o poço produtor 7-LL-73D-RJS interferente do poço principal Lula-Iracema – IN1 (LL-IRA-IN1) (Figura 6). Esse poço foi selecionado por utilizar durante a perfuração um fluido sintético de base olefina. O poço 7-LL-73D-RJS é produtor e foi perfurado e completado, respectivamente, no período de 05/07/2015 a 17/08/2015 e 17/08/2015 a 17/01/2016. De acordo com o RTAA (PETROBRAS, 2018), o fluido olefínico foi utilizado apenas na perfuração das Fases 3 e 4, enquanto nas outras fases foram utilizados fluidos aquosos polimérico e argiloso, como pode ser visto na Tabela 2. Ainda na Tabela 2, são apresentados os volumes de fluidos descartados no mar e aderidos aos cascalhos, além do volume total de cascalho descartado. Os valores são apresentados no RTAA (PETROBRAS, 2018).

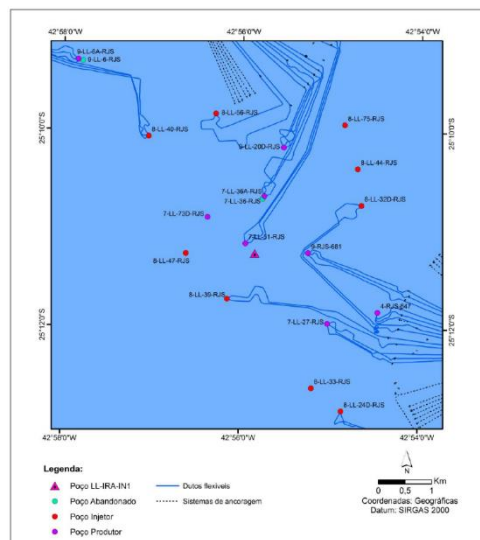
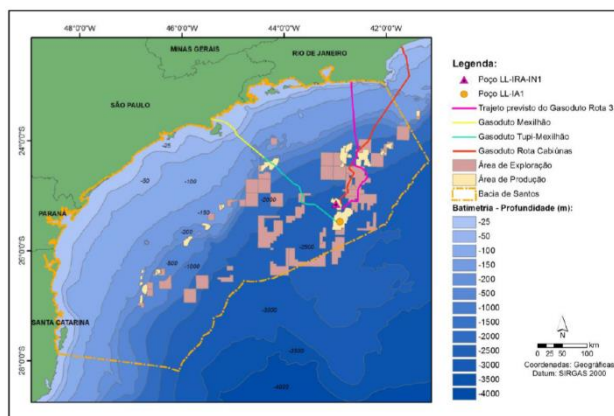


Figura 23 – Localização do Poço LL-IRA-IN1 na Bacia de Santos.

Fonte: Petrobras (2018).

Figura 24 – Localização dos Poços Interferentes no Entorno do Poço LL-IRA-IN1.

Fonte: Petrobras (2018).

Tabela 15 – Volumes de fluidos descartados, aderidos ao cascalho e volume total de cascalho descartado do Poço 7-LL-73D-RJS.

Fluido de Perfuração Utilizado por Fase Perfurada do Poço	Volume de Fluido Descartado no Mar (m³) (bbl)	Volume de Fluido Aderido ao Cascalho (m³) (bbl)	Total de Cascalho Descartado (m³) (bbl)
Fase 1: Fluido Convencional	191,00 1201,35	191,00 1201,35	68,37 430,03
Fase 2: Fluido Convencional	241,00 1515,84	241,00 1515,84	459,99 2893,25
Fase 2: Fluido SCOL*	784,00 4931,21	-	-
Fase 2: Fluido Viscoso c/ Goma Xantana	80,00 503,85	-	-
Fase 3: Fluido Sintético Base Olefina	0,00 0,00	37,64 236,75	308,51 1940,47
Fase 4: Fluido Sintético Base Olefina	0,00 0,00	3,10 19,50	23,48 147,68

*SCOL – Fluido de base aquosa polimérico.

Fonte: Adaptado de Petrobras (2018).

Para estimar o volume de resíduo descartado em termos da unidade funcional que é 1 bbl de FBS olefínico utilizado na perfuração do poço, é necessário conhecer o projeto do poço e a composição do fluido. Essas informações não estão disponíveis no RTAA. Por isso, foi necessário buscar na literatura uma formulação genérica desse tipo de fluido e um projeto de poço típico do Pré-Sal da Bacia de Santos.

Cano et al. (2005) em seu experimento sobre os efeitos da temperatura e do tempo na toxicidade dos sedimentos com a utilização de fluidos sintéticos, fornece uma formulação genérica para fluidos de perfuração à base de olefinas. Uma das possíveis formulações é apresentada na Tabela 3, e corresponde ao explicado anteriormente sobre a composição de um FBS olefínico: base constituída pela mistura de olefinas emulsionada com uma salmoura mais aditivos.

A formulação proposta por Cano et al. (2005) é de uma olefina interna típica (C16C18 IO) emulsificada, por dois emulsificantes comerciais, com uma salmoura, esta produzida a partir de água industrial e cloreto de cálcio (CaCl₂). Nesta formulação, a proporção olefina/salmoura foi de cerca de 80/20 (%vol.), um pouco diferente do usual, que é de 60/40 (%vol.). Além disso, na preparação do fluido foram adicionados o adensante, no caso a barita; controlador de pH, a cal; modificador reológico, que foi a argila (OCMA e organofílica); e um controlador de filtrado não especificado. A mistura desses componentes permite a composição de um FBS olefínico a ser utilizado em uma perfuração de poço.

Tabela 16 – Composição de um fluido de perfuração base olefina.

Componente	Quantidade
C16-C18 IO (bbl)	0,63
Argila Organofílica (lb/bbl)	6,00
Cal (lb/bbl)	3,00
1° Emulsificante (lb/bbl)	7,00
2° Emulsificante (lb/bbl)	2,00
Água (bbl)	0,15
CaCl ₂ 95% (lb/bbl)	19,20
Barita (lb/bbl)	194,00
Controlador de Filtrado (lb/bbl)	1,00
Argila OCMA	25,00

Fonte: Adaptado de Cano et al. (2005).

Formulação similar, quanto aos componentes, pode ser observada na Tabela 4 oriunda do relatório da IOGP (2021), que contempla uma ACV para entender os efeitos do descarte dos sólidos da perfuração de poços com fluido aquoso e não aquoso. A IOGP também utilizou como fluido não aquoso um FBS olefínico C16C18 IO, além dos poços estudados serem do Pré-Sal Brasileiro, ou seja, mesma área de estudo do poço de referência do presente trabalho.

Tabela 17 – Composição do FBS olefínico estudado pela IOGP (2021).

Composição do Fluido	Componentes Químicos	Massa no Fluido (kg/m³)	Massa no Fluido (lb/bbl)
Base Não Aquosa	C16-C18 IO	492,96	172,79
Adensante	Barita (BaSO ₄)	653,80	229,16
Salmoura	Cloreto de Cálcio (CaCl ₂)	158,09	55,41
	Carbonato de Cálcio (CaCO ₃)	85,90	30,11

Emulsificante	Ácidos Graxos Orgânicos	34,40	12,06
Controlador de pH	Óxido de Cálcio (CaO)	34,40	12,06
Redutor de Filtrado	Látex	22,90	8,03
Viscosificante	Bentonita	17,20	6,03
Modificador Reológico	Aminas de Ácidos Graxos Orgânicos	5,70	2,00

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Para a determinação da quantidade de fluido de perfuração necessária tomou-se por base o volume das fases do poço perfurado. Como mencionado, não foi possível obter no RTAA as profundidades e diâmetros das fases do poço de referência. Desta forma, foi utilizado o estudo de caso de Alves et al. (2009), que apresenta os destaques do programa de Exploração e Produção da Petrobras para aproveitar ao máximo as oportunidades de desenvolvimento e otimização das técnicas e equipamentos da engenharia de poço. Esse estudo, portanto, traz dados de um poço típico do Pré-Sal na Bacia de Santos, como diâmetro e profundidade de cada fase (Tabela 5), que foram utilizados para o presente ICV, dada a localização e o uso de fluido não aquoso nas Fases 3 e 4 do poço.

A partir da geometria de cada fase do poço mostrada na Tabela 5, calculou-se as quantidades de fluidos utilizadas na perfuração das fases. Na Fases 3 e 4, que são de interesse deste trabalho, os volumes de FBS olefínico são, respectivamente, 2463,49 m³ e 2611,83 m³, o que correspondem a 14780,92 bbl e 15670,98 bbl (Tabela 6).

Considerando esses volumes estimados médios de FBS olefínico e os valores de volumes de fluido aderido ao cascalho contabilizado no RTAA da Tabela 3, podemos inferir os volumes de fluidos e cascalhos descartados por barril de fluido usado na perfuração das Fases 3 e 4, ou seja, em termos da unidade funcional. Os valores encontram-se na Tabela 7. Vale ressaltar que só há informações sobre o volume total de FBS olefínico aderido ao cascalho.

Com relação ao descarte dos cascalhos, o relatório da IOGP (2021) fornece dados de massa e volumetria de cascalho utilizados nos balanços de massa e energia realizados para a avaliação de impactos, que são apresentados na Tabela 8.

Fazendo o mesmo cálculo para os dados da Tabela 8, isto é, a estimativa dos volumes de fluidos e cascalhos em termos da unidade funcional, adotando as mesmas premissas, chegamos aos valores da Tabela 9.

Tabela 18 – Dados de um poço típico da Bacia de Santos.

Fases do Poço	Diâmetro da Broca (in)	Diâmetro do Revestimento (in)	Profundidade em Relação ao Nível do Mar (m)		Extensão da Fase (m)	Fluidos Utilizados
			Inicial	Final		
1	36	30	2140	2216	76	Água Salgada
2	26	20	2216	3400	1184	Fluido Aquoso
3	14¾	10¾	3400	4855	1455	Fluido Não Aquoso
4	8½	7 (liner)	4855	5868	1013	Fluido Não Aquoso

Fonte: Adaptado de Alves et al. (2009).

Tabela 19 – Volume de fluido de perfuração por fase do poço.

Fases do Poço	Diâmetro da Broca (in)	Extensão da Fase (m)	Volume de Fluido de Perfuração (m ³)	Volume de Fluido de Perfuração (bbl)
1	36	76	199,64	1197,81
2	26	1184	1821,88	10931,30
3	14¾	1455	2463,49	14780,92
4	8½	1013	2611,83	15670,98

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 20 – Volumes de fluidos aderidos ao cascalho e de cascalho descartado em função da unidade funcional – 1 bbl de FBS olefínico.

Fluido de Perfuração Utilizado por Fase Perfurada do Poço	Volume de Fluido Aderido ao Cascalho por Barril de Fluido Utilizado (bbl/bbl)	Volume de Cascalho Descartado por Barril de Fluido Utilizado (bbl/bbl)
Fase 3: Fluido Sintético Base Olefina	1,60 x 10 ⁻²	1,31 x 10 ⁻¹
Fase 4: Fluido Sintético Base Olefina	1,24 x 10 ⁻³	9,42 x 10 ⁻³

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 21 – Massa e volume de fluidos e cascalhos.

Elemento	Quantidade
Cascalhos + Fluidos (ton)	1201
Cascalhos + Fluidos (m ³)	593,09
Cascalhos + Fluidos (bbl)	3730,42
Fluido nos Cascalhos (% v/v)	50%
Fluido nos Cascalhos (ton)	429,99
Sólidos nos Cascalhos (% v/v)	50%
Sólidos nos Cascalhos (ton)	771,01
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (%vol.)	5,60%
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (m ³)	33,21
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (bbl)	208,88
Fluido para Descarte na Secagem (ton)	381,83
Fluido para Descarte na Secagem (m ³)	263,33
Fluido para Descarte na Secagem (bbl)	1656,30
Sólidos para Descarte na Secagem (ton)	771,01
Sólidos para Descarte na Secagem (m ³)	296,54
Sólidos para Descarte na Secagem (bbl)	1865,18
Total Sólidos + Fluidos Descartados (ton)	1152,84
Total Sólidos + Fluidos Descartados (m ³)	559,87
Total Sólidos + Fluidos Descartados (bbl)	3521,50

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Tabela 22 – Massas e volumes de fluidos aderidos ao cascalho e de cascalho descartado para 1 bbl de FBS olefínico.

Elemento	Quantidade
Cascalhos + Fluidos (bbl/bbl)	$1,23 \times 10^{-1}$
Fluido nos Cascalhos (ton/bbl)	$1,41 \times 10^{-2}$
Sólidos nos Cascalhos (ton/bbl)	$2,53 \times 10^{-2}$
Líquidos Recuperados na Secagem (para reuso) (bbl/bbl)	$6,86 \times 10^{-3}$
Fluido para Descarte na Secagem (bbl/bbl)	$5,44 \times 10^{-2}$
Sólidos para Descarte na Secagem (bbl/bbl)	$6,13 \times 10^{-2}$
Total Sólidos + Fluidos Descartados (bbl/bbl)	$1,16 \times 10^{-1}$

Fonte: Autoria Própria.

Análise Ambiental do Sistema

Conforme o diagrama de blocos da fronteira do sistema exposto no Capítulo 3 (Figura 4), a partir do ICV e de dados da literatura, foi feita uma análise dos potenciais impactos ambientais devido:

- Ao descarte de fluidos de perfuração olefínicos após o término da perfuração do poço;
- Ao descarte dos cascalhos e fluidos aderidos a eles;
- Às emissões atmosféricas oriundas da utilização de combustíveis fósseis tanto nos equipamentos de tratamento dos fluidos e cascalhos na sonda como no transporte por navios e outros.

Descarte de Fluidos

O tratamento do fluido de petróleo é uma importante etapa da perfuração, pois permite a “limpeza” da mistura e a separação dos cascalhos carregados, buscando retirar o máximo de sólidos presentes com a mínima perda dos componentes do fluido. Nesse processo, a parte mais grosseira dos sólidos é retido pela peneira vibratória e a parte líquida – somada aos sólidos mais finos – segue para outros tratamentos mais específicos, como por exemplo a retirada de gás, e posterior armazenamento para reinjeção ou alguma destinação final em terra.

Os fluidos de perfuração de base não aquosa, diferentemente do aquoso, pela legislação brasileira, não pode ser disposto no mar após o fim de sua vida útil, como foi observado na Tabela 3. Portanto, caso não seja armazenado para a reutilização no mesmo poço ou em outro, ele é enviado à costa para ter uma destinação final adequada. Não foram encontradas informações sobre qual é, usualmente, tal destinação. Entretanto, é importante ressaltar que este transporte à costa e em terra para o descarte final necessita da utilização de combustíveis fósseis. Por se tratar de meios de transporte de cargas pesadas, é provável o uso do diesel, acarretando os problemas ambientais a serem apresentados na Seção 4.2.3.

Descarte de Cascalhos e Fluidos Aderidos

Os cascalhos gerados na perfuração do poço e separados na fase de tratamento do fluido de perfuração durante a circulação para o controle de sólidos, devem passar por tratamento prévio para poderem ser descartados no leito oceânico ou em terra. Como visto no Capítulo 2, na legislação mundial e brasileira é permitido o descarte de cascalhos de perfurações com fluidos de base não aquosa, porém é necessário atender teores de contaminantes pré-determinados sobre esses cascalhos (BRASIL, 2018).

Nesse contexto, o estudo desenvolvido no relatório da IOGP (2021) apresenta esses dois cenários para

descarte dos cascalhos: descarte em mar e descarte em terra para FBS olefínico. A análise foi feita do portão ao túmulo, considerando a partir do momento em que os cascalhos deixam a peneira vibratória e são transportados via esteira para a secadora na sonda ou para contêineres para descarte em terra.

Para o descarte no mar (offshore discharges), o cenário aborda as seguintes etapas: transporte dos cascalhos da peneira vibratória para a secadora, secagem e descarte no mar. Para o descarte em terra (onshore discharges), as etapas consideradas foram: transporte dos cascalhos da peneira vibratória para contêineres, carregamento dos contêineres com os cascalhos, transporte dos contêineres em navios para a costa, descarga das caixas no porto, tratamento (dessorção térmica) no porto, transporte para o aterro sanitário, transporte dentro do aterro sanitário e disposição final no aterro. Todas as etapas e cenários descritos encontram-se na Figura 7.

O estudo utilizou o ReCiPe para a AICV, um método que busca transformar o resultado de um ICV em um número limitado de pontuações de indicadores (indicadores intermediário – *Midpoint* – e final – *Endpoint*). Os *Midpoints* fornecem as categorias de impacto e os *Endpoints*, as categorias de danos (IOGP, 2021).

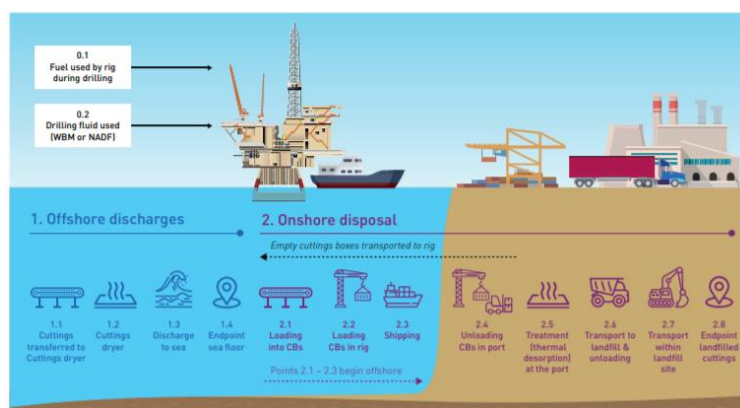


Figura 25 – Etapas de tratamento e transporte para duas opções de disposição final de cascalhos.
Fonte: IOGP (2021).

A seguir, são apresentados os valores dos indicadores de impactos intermediários totais, obtidos pela IOGP (2021), para os cenários em que se utiliza um fluido de perfuração de base não aquosa e o descarte dos cascalhos feito em terra e no mar (Tabela 10). Os indicadores consideram as etapas específicas contempladas em cada um dos dois cenários preconizados pela IOGP. Ou seja, para o descarte em terra, considera as emissões oriundas dos transportes, tratamento térmico e disposição final; enquanto para o descarte em mar, estão embutidas as etapas de transporte entre a peneira vibratória a secadora, o processo de secagem e a disposição final no leito marinho.

Observa-se, na Tabela 10, que o descarte dos cascalhos em terra apresenta todos os indicadores de impactos superiores ao descarte no mar. O que era de se esperar, pois para a disposição final dos cascalhos no aterro sanitário engloba várias etapas de transporte, tanto marítimo quanto terrestre, que usam majoritariamente o diesel como combustível. Isso reflete no indicador de Aquecimento Global, que foi de cerca de 2 milhões toneladas de CO₂-eq em terra contra 500 mil toneladas de CO₂-eq no mar. Além disso, tem os impactos gerados no processo de dessorção térmica, que utiliza elevadas temperaturas para que o cascalho atenda os teores de contaminantes requeridos pela legislação. Até mesmo o indicador de Toxicidade Marinha é muito menor para o descarte dos cascalhos no mar, 4.241 kg 1,4-DCB, contra os 52.373 kg 1,4-DCB em terra.

Tabela 23 – Indicadores de impactos intermediários totais para o descarte dos cascalhos em terra e em mar com FBS olefínico.

Categoria de Impacto	Unidade	Descarte em Terra	Descarte no Mar
Aquecimento Global	kg CO ₂ -eq.	2.702.278	541.983
Depleção de Ozônio	kg CFC11-eq.	1,16	0,32
Radiação Ionizante	kBq Co-60-eq.	279.093	6.943
Formação de Ozônio, Saúde Humana	kg NO _x -eq.	6.551	3.239
Formação de Material Particulado	kg PM _{2,5} -eq.	5.509	1.010
Formação de Ozônio, Ecossistemas Terrestres	kg NO _x -eq.	6.738	3.407
Acidificação	kg SO ₂ -eq.	9.083	2.259
Eutrofização de Água Doce	kg Peq.	1.261	52
Eutrofização Marinha	kg Neq.	120	45
Toxicidade Terrestre	kg 1,4-DCB	1.808.599	599.060
Toxicidade da Água Doce	kg 1,4-DCB	37.331	2.998
Toxicidade Marinha	kg 1,4-DCB	52.373	4.241
Toxicidade Carcinogênica Humana	kg 1,4-DCB	181.414	5.649
Toxicidade Não-Carcinogênica Humana	kg 1,4-DCB	2.076.858	116.680

Consumo de Recursos Terrestres	m2a crop eq	67.873	42.843
Depreciação de Recursos Minerais	kg Cu eq	1.215	804
Depreciação de Recursos Fósseis	kg oil eq	819.074	285.968
Consumo de Recursos Aquáticos	m ³	27.310	10.787

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Com base nesses resultados, foi obtido os valores para as categorias de dano *Endpoint* (Tabela 11). Nela é possível observar que, no geral, o descarte no mar gera menos danos à saúde humana, ao ecossistema e à escassez de recursos naturais. Portanto, observa-se que o descarte offshore é ambientalmente mais adequado. Pode-se inferir que a disposição em terra não é vantajosa por requerer um alto consumo energético para o transporte e tratamento térmico dos cascalhos.

Tabela 24 – Indicador final para os dois cenários.

Categoria de Dano	Unidade	Descarte em Terra	Descarte no Mar
Saúde Humana	DALY	$5,90 \times 10^{-3}$	$1,01 \times 10^{-3}$
Ecossistema	species.yr	$1,01 \times 10^{-5}$	$2,50 \times 10^{-6}$
Escassez de Recursos	USD 2013	171,4	96,2

Fonte: Adaptado de IOGP (2021).

Até o momento foi dito que os cascalhos, em momento anterior à sua disposição final devem ser tratados antes do descarte no mar, de forma que fossem retirados o máximo possível do fluido de perfuração da sua superfície. Entretanto, a legislação permite o seu descarte sem tratamento desde que os possíveis compostos aderidos não ultrapassem os limites estabelecidos (BRASIL, 2018). Maiores quantidades de fluido aderido a esses sólidos propiciam maiores eliminações de metais no oceano. Através de análises físico-químicas dos cascalhos, o RTAA (PETROBRAS, 2018) obteve a massa total de metais descartada por poço, durante todas as fases da perfuração. Esses resultados podem ser vistos na Tabela 12 para o poço de referência (7-LL-73D-RJS). Vale ressaltar que, não foi discriminada a quantidade referente apenas às Fases 3 e 4 do poço.

Dados os elementos presentes nos cascalhos, é importante destacar a presença de metais pesados. Esses elementos, mesmo em baixas doses, são tóxicos, gerando diversos danos à saúde dos seres vivos, além da sua bioacumulação. É possível observar pela análise físico-química conduzida pela Petrobras que os maiores teores são de ferro, bário, alumínio e manganês, respectivamente. Os teores de metais pesados se encontram em quantidades muito maiores nos cascalhos em função da própria composição mineralógica das formação trituras.

Para o poço de referência (7-LL-73D-RJS), não foram encontrados cádmio (Cd), mercúrio (Hg) e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs).

Tabela 25 – Teor de metais e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) em fluidos e cascalhos para o poço de referência.

Contaminantes	Fluidos (kg)	Cascalhos (kg)
Al – Alumínio	0,02	71,46
As – Arsênio	0,00	0,09
Ba – Bário	0,31	347,54
Cr – Cromo	0,02	1,02
Cu – Cobre	0,00	0,56
Fe – Ferro	0,43	591,56
Pb – Chumbo	0,00	1,41
Mn – Manganês	0,02	39,34
Mo – Molibdênio	-	-
Ni – Níquel	0,00	0,29
Si – Silício	-	-
V – Vanádio	0,02	1,13
Zn – Zinco	0,72	15,07
HPAs – Poliaromáticos	0,00	ND

Fonte: Adaptado de Petrobras (2018).

Emissões Atmosféricas

Para que ocorra a perfuração, o fluido a ser utilizado no processo é preparado na sonda. Os compostos provêm da costa, sendo trazidos por navios, e são misturados. Após a mistura, o fluido é injetado no poço e retorna pelo espaço anular, carreando os fragmentos de rocha. Ao chegar à superfície, eles passam pelo sistema de tratamento em que os cascalhos são separados do fluido, com ou sem um tratamento mais eficaz de retirada de componentes oleosos da superfície desses fragmentos. Em seguida, o fluido é armazenado para ser reutilizado em outras fases ou poços ou para terem uma destinação final. Os cascalhos, por sua vez, podem ou não passar por um processo de tratamento mais específico e podem ser dispostos no leito oceânico ou enviados à costa. Em

todos estes processos e todo o funcionamento da sonda de perfuração requer energia elétrica. Em todas as situações, a energia necessária para a realização da atividade provém da queima de combustível fóssil, em sua maioria o diesel.

O diesel é uma substância destilada do petróleo bruto, que apresenta outros compostos de mesmo ponto de ebulição, como hidrocarbonetos aromáticos e derivados alquílicos. A sua queima provoca a emissão de gases que não afetam à saúde humana, mas também os que são perigosos, como, respectivamente, oxigênio (O_2), dióxido de carbono (CO_2), água (H_2O) e nitrogênio (N_2); e monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), hidrocarbonetos, óxidos de enxofre (SO_x), material particulado, aldeídos, amônia, benzeno, cianetos, toluenos e hidrocarbonetos aromáticos polinucleares (BRAUN; APPEL; SCHMAL, 2003).

O dióxido de carbono é um dos compostos sempre destacados pela mídia como um dos vilões do aquecimento global. De fato, o aumento da sua emissão, juntamente com outros gases, tem influenciado no aumento da temperatura média do planeta. Parte desta temperatura é absorvida pelos oceanos, provocando também o seu aquecimento. Além disso, devido à cerca de um quarto do CO_2 antropogênico ser absorvido pelos oceanos, o seu aumento na atmosfera proporciona maior absorção, que, por diversas reações químicas, provoca a acidificação superficial do oceano (DONEY et al., 2009 apud PINHEIRO, 2016). A médio e longo prazo, essas alterações ao meio ambiente geram danos à saúde humana e ao ecossistema de difícil reversão.

Os compostos sulfonados presentes na atmosfera reagem com a umidade presente, que precipitam na forma de “chuva ácida” dado seu pH menor que 5. Em zonas de alta concentração de poluentes, esse pH pode chegar a 2 (FORNARO, 1991 apud CALLEGARO et al., 2015). A acidificação do solo e da água pode acarretar diversos impactos, como alteração no balanço de nutrientes, no crescimento e reprodução de plantas (LOPES, 2001 apud CALLEGARO et al., 2015). A diminuição do pH da água provoca ainda a mortalidade de algas e peixes, além de aumentar a concentração de íons metálicos, que poderiam ser bioacumulados (IBERDROLA, 2021).

Além disso, todos estes compostos por si já afetariam a saúde humana, danificando principalmente o sistema respiratório e podendo levar à morte quando expostos a longos períodos ou de forma intensa (ARBEX et al., 2012). Entre as substâncias que afetam os seres humanos, destaca-se os hidrocarbonetos, principalmente os aromáticos, que são tóxicos e/ou carcinogênicos e em pequenas quantidades ou baixa dissolução em água já é preocupante (FINOTTI; CAICEDO; RODRIGUEZ, 2001).

Os efeitos no meio ambiente e na saúde humana pelo uso do diesel como fonte energética é expressivo. Além dessas emissões à atmosfera, alguns dos componentes líquidos presentes no fluido de perfuração podem sofrer volatilização durante a fase de tratamento (CANO et al., 2005). A olefina, por ser um hidrocarboneto, também é tóxica e ao ser inalada, principalmente em grandes concentrações, pode provocar danos ao corpo humano, em especial ao sistema respiratório e acarretando diversas outras complicações (O'MALLEY; O'MALLEY, 2020).

Nas Tabelas 11 e 12 podem ser vistos os impactos devido aos combustíveis considerando apenas a análise do portão ao túmulo do descarte de cascalhos oriundos da perfuração. Os valores são bastante expressivos para várias categorias de impactos relacionadas aos combustíveis fósseis vistos na Tabela 11, tais como o Aquecimento Global, Emissão de Material Particulado e Formação de Ozônio. Esses valores devem ser absurdamente muito maiores se fosse realizada uma ACV do berço ao túmulo.

Conclusão

Os fluidos de perfuração são importantes no processo de construção de um poço e a sua formulação é decisiva para o sucesso ou fracasso da operação. Diversos compostos químicos são utilizados e muitos com potencial de impacto ambiental. Portanto, nesse contexto de sustentabilidade, a inserção de fluidos que minimizem as chances de prejudicar a natureza é indispensável. A avaliação do ciclo de vida, como uma metodologia de decisão ambiental, auxilia na identificação dos potenciais efeitos sobre o meio ambiente com a utilização desse fluido, desde o berço até o túmulo, ou seja, pré-produção até a disposição final.

O presente trabalho buscou produzir um Inventário de Ciclo de Vida do portão ao túmulo para um fluido de perfuração sintético de base olefina, tanto para o fluido de perfuração como para os cascalhos. Tomando-se como referência um poço do pré-sal na Bacia de Santos, foram levantados dados de volume do fluido descartado no mar, de volume de fluido aderido ao cascalho, do total de cascalho descartado, entre outras informações relevantes para a construção de um ICV. Com isso, foi possível inferir uma breve e simplificada análise dos potenciais impactos ambientais da utilização da olefina como base de fluido de perfuração.

Nesta avaliação, destaca-se o estudo da IOGP (2021), em que se pôde observar através dos indicadores de midpoints e endpoints que a disposição final dos cascalhos tratados no mar foi mais ambientalmente amigável que o descarte em aterro sanitário na costa. Embora de menor impacto, um monitoramento realizado pela Petrobras (2018) identificou a presença de metais pesados nos cascalhos descartados no mar em torno do poço de referência, acendendo o alerta do potencial dano ambiental para a biota local. Com relação ao descarte do fluido de perfuração em si, não foram encontradas informações relevantes, com exceção do fato de que o fluido olefínico não é descartado no mar, como orienta a Instrução Normativa N° 1/2018 do IBAMA. Um fato relevante e que pesa na atividade de perfuração como um todo gerando grandes impactos ambientais é a grande necessidade energética da sonda e do transporte marítimo, que usa combustíveis fósseis na obtenção dessa

energia. O diesel foi destacado como principal fonte e foram apresentadas as complicações de sua combustão, que podem levar a danos ao ecossistema e à saúde humana.

Com a realização sistemática da ACV, é possível desenvolver e melhorar produtos ou processos, planejar estratégias e desenvolver políticas governamentais, entre outras aplicações, que visem a proteção e aproveitamento dos recursos naturais de forma mais sustentável possível. Destaca-se ainda a identificação de qual ou quais etapas mais contribuem para os impactos ambientais, sejam eles sobre a saúde humana, degradação ambiental e esgotamento de recursos naturais, corroborando a importância da utilização da metodologia.

Por fim, é válido salientar que o estudo desenvolvido sofreu com dificuldades na obtenção de dados referentes a um mesmo local, por se tratar de áreas estratégicas. Entretanto, foram levantados dados que podem servir de base para uma Avaliação do Ciclo de Vida completa, fornecendo resultados mais detalhados dos impactos ambientais gerados pela utilização de fluidos de perfuração base olefina.

Referências

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 14040: Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura. Rio de Janeiro, 2001. 10 p.
- ACC – American Chemistry Council. New olefin-based drilling fluid improves operational, environmental profile. Report, Nov. 2006. 22 p.
- ALVES, I. A. S. et al. SS: Pre-Salt Santos Basin C: well construction learning curve acceleration. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. Proceedings [...], Texas: SPE, 2009.
- ARBEX, M. A. et al. A poluição do ar e o sistema respiratório. *Jornal Brasileiro de Pneumologia*, v. 38, p. 643-655, 2012.
- ATOLINI, T. M. Estudo de comportamento PVT de misturas de metano em emulsões base N-parafina a altas temperaturas, pressões e concentrações de metano. 2008. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.
- BORGES, F. H.; TACHIBANA, W. K. A evolução da preocupação ambiental e seus reflexos no ambiente dos negócios: uma abordagem histórica. ABEPRO, [s. l.], 1 nov. 2005. Disponível em: http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENESEP2005_Enesep1005_1433.pdf. Acesso em: 8 jun. 2021.
- BOURGOYNE JR., A. T. et al. Applied drilling engineering. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1986.
- BRASIL. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA)/ INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (IBAMA). Instrução Normativa Nº 1, de 2 de janeiro de 2018. Define diretrizes que regulamentam as condições ambientais de uso e descarte de fluidos, cascalhos e pastas de cimento nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás, estabelece o Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos, e dá outras providências. [S. l.], Ed. 8, Seção 1, p. 7-8-58, 11 jan. 2018.
- BRAUN, S.; APPEL, L. G.; SCHMAL, M. A poluição gerada por máquinas de combustão interna movidas à diesel – A questão dos particulados. Estratégias atuais para a redução e controle das emissões e tendências futuras. *Química Nova*, v. 27, n. 3, p. 472-482, 2003.
- CALLEGARO, R. M. et al. Efeitos da chuva ácida em recursos florestais. *Caderno de Pesquisa*, v. 27, n. 3, p. 13-20, 2015.
- CAMPOLINA, J. M.; SIGRIST, C. S. L.; MORIS, V. A. S. Uma revisão de literatura sobre softwares utilizados em estudos de Avaliação do Ciclo de Vida. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 735-750, 2015.
- CANO, M. L. et al. Impact of Heat Aging on Sediment Toxicity of Ester/Olefin-Based Drilling Fluids to *Leptocheirus Plumulosus*. In: SPE/EPA/DOE EXPLORATION AND PRODUCTION ENVIRONMENTAL CONFERENCE, 2005, Galveston. Proceedings [...]. Texas: SPE, 2005. SPE 94429.
- COLTRO, L. (Org.). Avaliação do ciclo de vida como instrumento de gestão. Campinas: CETEA/ITAL, 2007. 75p.
- DUARTE, A. C. R. et al. An experimental study of gas solubility in glycerin based drilling fluid applied to well control. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 207, December, p. 109194, 2021.
- FINOTTI, A. R.; CAICEDO, N. O. L.; RODRIGUEZ, M. T. M. R. Contaminações subterrâneas com combustíveis derivados de petróleo: toxicidade e a legislação brasileira. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*. Porto Alegre. Vol. 6, n. 2 (2001), p. 29-46, 2001.
- IBERDROLA. A chuva ácida, um perigo real para os seres vivos. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/meio-ambiente/chuva-acida>. Acesso: 26 de nov. de 2021.
- IHS MARKIT. 2021 high impact wells mid-year update. [S. l.], 23 jul. 2021. Disponível em: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/2021-high-impact-wells-midyear-update.html>. Acesso em: 12 nov. 2021.
- IOGP. Lifecycle Impact Assessment (LCIA) for drill cuttings waste management decisions. Report 606. 1. ed. 2021.

- ISO – International Organization for Standardization. ISO 14040: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework. Switzerland, 2006. 28 p.
- KULAY, L. A. Desenvolvimento de modelo de análise de ciclo de vida adequado às condições brasileiras: aplicação ao caso do superfosfato simples. 2000. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.
- LIMA NETO, T. M. et al. Thermodynamic behavior of CO₂/n-paraffin emulsion applied to well control. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2018, Rio de Janeiro. Proceedings [...]. Brasil: IBP, 2018. IBP1462_18.
- MARQUES, D. C.; RIBEIRO, P. R.; SANTOS, O. L.; LOMBA, R. F. Thermodynamic Behavior of Olefin and Methane Mixtures Applied to Synthetic Drilling Fluids Well Control. In: SPE LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 2017, Buenos Aires. Proceedings [...]. Argentina: SPE, 2017. SPE 185470-MS.
- NEFF, J. M.; MCKELVIE, S.; AYERS JR., R. C. Environmental impacts of synthetic based drilling fluids. 2000.
- O'MALLEY, G. F.; O'MALLEY, R. Intoxicação por hidrocarbonetos. [S. l.]: MSD, 2020. Disponível em: <https://www.msmanuals.com/pt-br/casa/les%C3%B5es-e-envenenamentos/envenenamento/intoxica%C3%A7%C3%A3o-por-hidrocarbonetos>. Acesso em: 27 nov. 2021.
- PEREIRA, M. S. Caracterização de cascalho e lama de perfuração ao longo do processo de controle de sólidos em sondas de petróleo e gás. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.
- PETROBRAS. Relatório Técnico de Avaliação Ambiental (RTAA). Projeto de Monitoramento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima na Área Denominada Área Geográfica da Bacia de Santos – Poço Lula-Iracema - IN1. Volume Único. 2018.
- PINHEIRO, B. R. Perspectivas dos efeitos do aumento do CO₂ atmosférico sobre os organismos construtores do Atol das Rocas – RN. 2016. Tese (Doutorado em Oceanografia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.
- RAZALI, S. Z. et al. Review of biodegradable synthetic-based drilling fluid: Progression, performance and future prospect. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 90, p. 171-186, 2018.
- ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. Projeto de poços de petróleo – Geopressões e assentamento de colunas de revestimento. 3. ed. Editora Interciência: Petrobras, 2019.
- RYSTAD ENERGY (Oslo). Drilling activity is set for two consecutive years of growth but will lag pre-pandemic levels. [S. l.], 23 mar. 2021. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/drilling-activity-is-set-for-two-consecutive-years-of-growth-but-will-lag-pre-pandemic-levels/>. Acesso em: 12 jun. 2021.
- SOUZA, M. R. Avaliação do ciclo de vida dos constituintes dos fluidos de perfuração de poços de petróleo. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- SPE Brazil Section. Tech Tuesday: “Previsão de Perdas Severas de Circulação no Pré Sal com IA”. [S. l.: s. n.], 2021a. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=BwS_bHvfWXg. Acesso em: 23 set. 2021.
- SPE Brazil Section. Tech Tuesday: “Aspectos ambientais ligados à construção de poços”. [S. l.: s. n.], 2021b. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=mw2NMuXxkkw&t=554s>. Acesso em: 16 nov. 2021.
- THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 1. ed., Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 271 p.
- VAN OORT, E.; FRIEDHEIM, J.; LEE, J.; CLEMENTS, K. New olefin-based drilling fluid improves operational, environmental profile. Oil & Gas Journal, v. 107, n. 9, 2009