



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR
CENTRO REGIONAL DE CIÊNCIAS NUCLEARES DO NORDESTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES

NALBER MIRANDA LEITE

**ANÁLISE COMPUTACIONAL DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM OLEODUTOS
DE ÁGUAS PROFUNDAS UTILIZANDO TÉCNICAS NUCLEARES**

Recife
2023

NALBER MIRANDA LEITE

**ANÁLISE COMPUTACIONAL DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM OLEODUTOS
DE ÁGUAS PROFUNDAS UTILIZANDO TÉCNICAS NUCLEARES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares.

Área de concentração: Dosimetria e Instrumentação Nuclear

Orientador: Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira

Coorientador: Dr. Abel Gámez Rodríguez

Recife

2023

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

L533a Leite, Nalber Miranda.
Análise computacional da deposição de parafina em oleodutos de águas profundas utilizando técnicas nucleares / Nalber Miranda Leite, 2023.
134 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira.

Coorientador: Abel Gámez Rodríguez.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Recife, 2023.

Inclui referências, apêndices e anexos.

1. Tecnologias energéticas e nucleares. 2. Deposição de parafina; 3. Monitoramento. 4. Técnica nuclear. 5. Radiação gama. 6. Método de Monte Carlo. I. Lira, Carlos Alberto Brayner de Oliveira (Orientador). II. Gámez, Rodríguez, Abel (Coorientador). III. Título.

UFPE

612.01448 CDD (22. ed.)

BCTG / 2023 - 193

NALBER MIRANDA LEITE

**ANÁLISE COMPUTACIONAL DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM OLEODUTOS
DE ÁGUAS PROFUNDAS UTILIZANDO TÉCNICAS NUCLEARES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociência - CTG, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Área de Concentração: Dosimetria e Instrumentação Nuclear.

Aprovado em: 31/07/2023.

BANCA EXAMINADORA

Dr. Luiz Antonio Pereira dos Santos (Examinador Interno)
Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN

Dr. Antonio Celso Dantas Antonino (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Dr. Daniel Milian Pérez (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Dedico este trabalho aos meus pais Nonato Leite e Marizete, à minha esposa Elvislene e aos meus filhos Emily e João Emanuel.

AGRADECIMENTOS

Agradeço àquele que sem nenhuma dúvida esteve ao meu lado em todos os momentos na elaboração deste trabalho: o Deus Fiel, digno de toda honra, glória e louvor. Obrigado, Senhor! Tu és o melhor que já encontrei em minha vida.

Agradeço à minha esposa pelo apoio imensurável, pelas palavras de ânimo e encorajamento nos momentos de incerteza. Agradeço à minha filha Emily e ao meu filho João Emanuel que me incentivam a prosseguir na caminhada rumo aos objetivos.

Agradeço ao meu paizão, grande homem e cidadão, por me ensinar desde cedo que se deve perseverar na busca por uma vida melhor.

Agradeço à minha mãezinha querida, pelo incentivo, tanto por palavras quanto por exemplos de sua própria vida. Mãe, agradeço-lhe pelas disciplinas bem aplicadas em minha vida, que certamente me trouxeram às boas condições em que me encontro hoje. Mas agradeço-lhe principalmente pelas suas orações em meu favor ao Deus Justo e Fiel.

Agradeço ao Professor Dr. Carlos Brayner pela atenção dispensada quando começava este trabalho, pela orientação e definições em momentos decisivos no decorrer deste projeto. Agradeço ao Professor Dr. Abel Gámez pela coorientação e grande ajuda na elaboração do plano de estudo que foi o ponto de partida para a consumação desta pesquisa. Agradeço-lhes pela paciência dispensada.

Agradeço ao coordenador do PROTEN, Professor Dr. Vinícius Barros por toda a atenção dada durante a fase de matrículas. Agradeço a todos os Professores das disciplinas cursadas.

Agradeço aos colegas do CRCN, aos meus amigos e amigas da Infraero pelo grande apoio, a fim de propiciar as condições necessárias para a execução deste projeto de pesquisa. Agradeço ao amigo Eng. e Me. Adriano Aguiar por gentilmente elaborar dois programas na linguagem Python (Anexos A e B) que proporcionaram rapidez para se chegar nos resultados deste trabalho.

E por fim agradeço aos Professores que estiveram nas bancas examinadoras de Seminário 1, Seminário 2 e Defesa.

“No princípio, criou Deus os céus e a terra... E disse Deus: Haja luz. E houve luz.” Gênesis 1.1,3

RESUMO

A deposição de parafina ao longo das extensas tubulações de petróleo é um problema que afeta a garantia de escoamento, visto que restringe a produção e em caso mais extremos, causa obstrução dos oleodutos. Esse problema ocorre com maior frequência em ambientes *offshore*, onde se encontram a maior parte dos reservatórios brasileiros e onde a temperatura do oceano, em elevadas profundidades, é cerca de 5°C. Detectar a camada de parafina nas paredes internas dos oleodutos em seu estágio inicial evita paradas não programadas e grandes perdas econômicas. Dentre os vários métodos e técnicas encontrados na literatura para o monitoramento da deposição de parafina, as técnicas nucleares se diferenciam pelo fato de seu uso não interferir na integridade física do duto, pelo modo de operação não intrusivo e indireto (sem contato) e, portanto, não afeta o processo de transporte do petróleo. Este trabalho desenvolve um modelo computacional utilizando o código MCNP6 (Monte Carlo N-Particle 6) e a técnica da perfilagem por transmissão da radiação gama para detectar diferentes espessuras de parafina nas paredes internas de oleodutos utilizados no transporte de petróleo em águas profundas. Os resultados deste estudo mostram que o modelo é capaz de detectar a presença de 5% de parafina com uma exatidão de 7,4% em oleodutos utilizados em águas profundas.

Palavras-chave: deposição de parafina; monitoramento; técnica nuclear; radiação gama; método de Monte Carlo.

ABSTRACT

Wax deposition along the extensive oil pipelines is a problem that affects the flow assurance, since it restricts production and, in more extreme cases, causes obstruction of the pipelines. This problem occurs more frequently in offshore environments, where most Brazilian reservoirs are located and where the ocean temperature, at high depths, is around 5°C. Detecting the wax layer on the internal walls of the pipelines in its early stage avoids unscheduled shutdowns and large economic losses. Among the various methods and techniques found in the literature for monitoring wax deposition, nuclear techniques are differentiated by the fact that their use does not interfere with the physical integrity of the pipeline, by the non-intrusive and indirect (contactless) mode of operation and, therefore, does not affect the oil transportation process. This work develops a computational model using the MCNP6 (Monte Carlo N-Particle 6) code and the gamma radiation transmission profiling technique to detect different wax thicknesses on the internal walls of pipelines used in deepwater oil transportation. The results of this study show that the model is able to identify the presence of 5% of wax with an accuracy of 7.4% in pipelines used in deep waters.

Keywords: wax deposition; monitoring; nuclear technique; gamma radiation; Monte Carlo method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplos de parafinas (a) normal, (b) ramificada e (c) cíclica	24
Figura 2 - Ponto de fusão da parafina em função do número de carbonos.....	25
Figura 3 - Deposição de parafina nas paredes do oleoduto quando a temperatura está abaixo da TIAC.....	26
Figura 4 - Distribuição de parafina nas paredes internas de oleodutos em vários padrões de escoamento.....	28
Figura 5 - Distribuição de parafina nas paredes internas de oleodutos posicionado verticalmente e sob regime de escoamento monofásico.....	28
Figura 6 - Oleodutos obstruídos por deposição de parafina.....	30
Figura 7 - Seção transversal (a) e representação do volume de inspeção (VOL) do duto de teste (b).	36
Figura 8 - Varredura da seção transversal do duto de teste utilizando o sistema pontual.	37
Figura 9 - Comparação entre 20% e 30% de parafina	37
Figura 10 - Taxa de contagem em função do percentual de parafina utilizando o sistema fan-beam.....	38
Figura 11 - Estrutura da técnica de transmissão da radiação gama para medir depósitos de parafina	39
Figura 12 - Configuração de uma unidade de medição para detectar a formação de depósitos de parafina.	40
Figura 13 - Configuração para retrodifusão de nêutrons com um detector posicionado verticalmente	41
Figura 14 - Configuração para medir parafina por varredura vertical	42
Figura 15 – Contagens de neutrons retrodifundidos por várias espessuras de parafina	43
Figura 16 - Configuração para medição de incrustação de hidrocarbonetos por raios gama de captura de nêutrons.....	44
Figura 17 – Contagens líquidas do pico de escape único de 7,63 MeV do ferro e de 2,23 MeV do hidrogênio em duto com diferentes camadas de parafina.....	45
Figura 18 - Radiação gama atenuada por um material homogêneo	47
Figura 19 - Radiação gama atenuada por um material de n camadas.....	49

Figura 20 - Representação da curva de transmissão exponencial da radiação gama para feixe monoenergético	50
Figura 21 - Exemplo de feixe estreito ou boa geometria (a). Exemplos típicos de atenuação de feixe largo ou geometria ruim são ilustrados em (b), (c) e (d).	51
Figura 22 - Distribuição normal dos valores observados em uma medição q	53
Figura 23 - Técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama.....	54
Figura 24 - Saltos típicos previstos durante varredura da seção transversal de um oleoduto com depósito de parafina em sua parede interna.....	56
Figura 25 – Recorte do arquivo de saída do MCNP6 mostrando resultados do <i>tally</i> F1	62
Figura 26- Representação da precisão e exatidão de um cálculo de Monte Carlo ...	63
Figura 27 - Esquema da geometria do oleoduto submarino em águas profundas	68
Figura 28 - Comparação entre as intensidades relativas no oleoduto de 8 polegadas com aço API 5L X-65 e com apenas Ferro	71
Figura 29 - Representação do grau API do petróleo produzido pela Petrobras de 2010 a 2020	73
Figura 30 - Esquema de decaimento do radioisótopo ^{137}Cs	78
Figura 31 – Predomínio do espalhamento Compton na interação dos fótons de 0,662 MeV com os materiais do modelo computacional	78
Figura 32 - Detecção de BaSO_4 pela técnica de perfilagem por transmissão gama .	81
Figura 33 - Perfil experimental de oleoduto vazio com incrustação de BaSO_4	82
Figura 34 - Fluxograma para validação do modelo computacional	82
Figura 35 - Gráficos de perfis experimental e simulado	86
Figura 36 - Amostra de oleoduto com incrustação de BaSO_4	87
Figura 37 - Ajuste do perfil experimental a uma curva gaussiana	88
Figura 38 - Perfil simulado e curva de ajuste do perfil experimental	89
Figura 39 - Perfilagem do oleoduto de 8 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	90
Figura 40 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 8 polegadas	92
Figura 41 – Curvas de distribuição normal das intensidades relativas com 10 milhões de histórias no oleoduto de 8 polegadas	93
Figura 42 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 10 polegadas com aplicação de 10 milhões de histórias	94

Figura 43 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 12 polegadas com aplicação de 10 milhões de histórias	95
Figura 44 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 14 polegadas com aplicação de 50 milhões de histórias	96
Figura 45 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 16 polegadas com aplicação de 50 milhões de histórias	96
Figura 46 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 18 polegadas com aplicação de 100 milhões de histórias	97
Figura 47 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 100 milhões de histórias	97
Figura 48 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 22 polegadas com aplicação de 300 milhões de histórias	98
Figura 49 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 24 polegadas com aplicação de 300 milhões de histórias	99
Figura 50 – TFC do arquivo de saída referente à posição 26 do oleoduto de 12 polegadas com 5% de parafina	101
Figura 51 – Representação do oleoduto de 24 polegadas com 5% de espessura de parafina destacando-se a presença do detector	116
Figura 52 - Representação do oleoduto de 24 polegadas destacando-se as células e superfícies	117
Figura 53 - Representação 3D vista no MCNP6 do oleoduto de 24 polegadas com espessura de 5% de parafina	117
Figura 54 – Recorte do arquivo de saída que mostra o cálculo da intensidade relativa	118
Figura 55 - Perfilagem do oleoduto de 10 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	119
Figura 56 - Perfilagem do oleoduto de 12 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	120
Figura 57 - Perfilagem do oleoduto de 14 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	121
Figura 58 - Perfilagem do oleoduto de 16 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	122
Figura 59 - Perfilagem do oleoduto de 18 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	123

Figura 60 - Perfilagem do oleoduto de 20 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	124
Figura 61 - Perfilagem do oleoduto de 22 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	125
Figura 62 - Perfilagem do oleoduto de 24 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina	126
Figura 63 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 10 polegadas com aplicação de 30 milhões de histórias	127
Figura 64 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 12 polegadas com aplicação de 40 milhões de histórias	127
Figura 65 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 16 polegadas com aplicação de 150 milhões de histórias	128
Figura 66 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 18 polegadas com aplicação de 250 milhões de histórias	128
Figura 67 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 198 milhões de histórias	129
Figura 68 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 300 milhões de histórias	129
Figura 69 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 22 polegadas com aplicação de 650 milhões de histórias	130
Figura 70 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 24 polegadas com aplicação de 2,8 bilhões de histórias	130
Figura 71 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 510 milhões de histórias	131
Figura 72 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 22 polegadas com aplicação de 1 bilhão de histórias	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Análise elementar do óleo cru típico	23
Tabela 2 - Composição química do petróleo típico	24
Tabela 3 - Diretrizes para interpretar o erro relativo R	64
Tabela 4 - Composição química da água do mar.....	69
Tabela 5 - Composição química do aço API 5L X-65.....	70
Tabela 6 - Oleodutos considerados para uso em águas profundas	71
Tabela 7 - Classificação do petróleo pelo grau API.....	73
Tabela 8 - Composição química do óleo cru	74
Tabela 9 - Composição química da parafina.....	74
Tabela 10 - Composição química do detector	75
Tabela 11 - Definição do NPS para simulação no modelo computacional em função do oleoduto.....	80
Tabela 12 - Tempo gasto na simulação de acordo com o NPS	80
Tabela 13 – Intensidades relativas fornecidas pelo MCNP6 no diâmetro do oleoduto de 8 polegadas com aplicação de 10 milhões de histórias	92
Tabela 14 – Fator k estimado para cada oleoduto	102
Tabela 15 – NPS estimados para melhorar a precisão numérica das leituras das curvas características dos oleodutos	103
Tabela 16 – NPS estabelecidos para ajuste das curvas características	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

^{133}Ba	Bário 133
^{137}Cs	Césio 137
^{192}Ir	Írídio 192
^{241}Am	Amerício 241
$^{241}\text{Am-Be}$	Amerício 241-Berílio.
^{252}Cf	Califórnio 252
^{60}Co	Cobalto 60
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
BaSO_4	Sulfato de bário
BF_3	Trifluoreto de boro
C	Carbono
Cu	Cobre
ENDF/B-VI	Evaluated Nuclear Data File
Fe	Ferro
FOM	Figure of merit
Ge	Germânio
H	Hidrogênio
HPGe	Germânio com alta pureza
MAD-pig	Módulo de Aquisição de Dados para pig
MC	Monte Carlo
MCNP	Monte Carlo N-Particle
MCPLIB04	Biblioteca das seções transversais dos elementos químicos
NaCl	Cloreto de sódio
NaI (TI)	Iodeto de Sódio dopado com Tálcio
Ni	Níquel
NPS	Number of Particles Started
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDF	Probability Density Function
PHA	Pulse Height Analyzer
RTD	Resistance Temperature Detector
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas

SGN	Sistema Gerador de Nitrogênio
TFC	Tally Fluctuation Chart
TIAC	Temperatura de Início de Aparecimento dos Cristais
VOL	Volume de inspeção
VOV	Variance of the variance
WAT	Wax Appearance Temperature

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Percentual
g	Gramma
°C	Grau Celsius
m	Metro
s	Segundo
MPa	Mega pascal
MHz	Mega hertz
mm	Milímetro
cm	Centímetro
$p(+)$	Pósitron
$e(-)$	Elétron
γ	Raio gama
A-A	Vista A-A
B-B	Vista B-B
MeV	Mega elétron-volt
h	Altura
Ci	Curie
α	Partícula alfa
β	Partícula beta
I_0	Intensidade do feixe de fótons inicial ou incidente
I	Intensidade do feixe de fótons transmitido
λ	Espessura de um material absorvedor de fótons
μ	Coeficiente de atenuação linear
τ	Seção transversal de interação pelo efeito fotoelétrico
σ	Seção transversal de interação pelo efeito Compton
κ	Seção transversal de interação pelo efeito da produção de pares
σ_R	Seção transversal de interação pelo efeito Rayleigh
N_A	Número de Avogadro
n	Número de átomos por unidade de volume
A	Massa atômica
ρ	Densidade

μ_M	Coeficiente de atenuação linear de massa
w_i	Fração de peso atômico
B	Fator de acúmulo
E_γ	Energia do fóton de radiação gama
σ	Desvio padrão
x	Parâmetro qualquer calculado pelo MCNP6
x_i	Parâmetro qualquer no i-ésimo caminho aleatório de uma partícula
N	Número de histórias calculadas no problema
\bar{x}	Média dos parâmetros x_i para todas as histórias calculadas
S	Desvio padrão estimado da população de x
$S_{\bar{x}}$	Desvio padrão estimado da média \bar{x}
R	Erro relativo estimado da média \bar{x}
P	Fótons
E	Elétrons
N	Nêutrons
R^2	Medida de quão próximos os dados estão da linha de tendência
δ	Espessura de parafina

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	OBJETIVO GERAL	21
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
2	REVISÃO DA LITERATURA	23
2.1	PRESENÇA DE PARAFINA NO PETRÓLEO	23
2.2	DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM OLEODUTOS SUBMARINOS	25
2.2.1	Distribuição da parafina nas paredes internas do oleoduto	27
2.3	CONSEQUÊNCIAS DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA NOS OLEODUTOS	29
2.4	MEDIDAS PARA REMOVER DEPÓSITOS DE PARAFINA DE OLEODUTOS	31
2.5	MONITORAMENTO DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA	32
2.5.1	Técnicas nucleares para o monitoramento da deposição de parafina em oleodutos	34
2.5.1.1	Técnica de espalhamento Compton de radiação gama	35
2.5.1.2	Técnica de transmissão da radiação gama	39
2.5.1.3	Técnica de retrodifusão de nêutrons	41
2.5.1.4	Técnica de raios gama por captura de nêutrons	43
2.6	A RADIAÇÃO GAMA	46
2.6.1	Atenuação da radiação gama	46
2.6.2	Transmissão da radiação gama	49
2.6.3	Medição da radiação gama	52
2.7	TÉCNICA DE PERFILAGEM POR TRANSMISSÃO DA RADIAÇÃO GAMA	54
3	MATERIAIS E MÉTODOS	58
3.1	O MÉTODO DE MONTE CARLO	58
3.1.1	Código MCNP6	59
3.1.1.1	Função Densidade de Probabilidade (PDF)	60
3.1.1.2	Contagens de partículas (<i>tally</i>)	61
3.1.1.3	Precisão e exatidão	63
3.1.1.4	Estimação de Erros	63
3.1.1.5	Formação de intervalos de confiança estatisticamente válidos	64
3.1.1.6	Estrutura do arquivo de entrada para simulação	66
3.2	MODELO COMPUTACIONAL DE OLEODUTO SUBMARINO EM ÁGUAS PROFUNDAS	67
3.2.1	Características dos materiais do modelo computacional	68
3.2.2	Elaboração do arquivo de entrada	75

3.2.2.1	Especificação da Fonte.....	76
3.2.2.2	Especificação do <i>tally</i>	79
3.2.2.3	Especificação do NPS	79
3.3	VALIDAÇÃO DO MODELO COMPUTACIONAL	80
3.4	ANÁLISE DA PRESENÇA DE PARAFINA NO MODELO COMPUTACIONAL.....	83
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	85
4.1	RESULTADOS DA VALIDAÇÃO DO MODELO COMPUTACIONAL	85
4.2	ANÁLISE DE PERFILAGEM DOS OLEODUTOS.....	89
4.3	CURVAS CARACTERÍSTICAS DA PRESENÇA DE PARAFINA.....	91
4.4	AJUSTES DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS	100
4.5	EXATIDÃO DO MÉTODO COMPUTACIONAL.....	105
5	CONCLUSÃO.....	106
	REFERÊNCIAS	108
	APÊNDICE A – EXEMPLO DE ARQUIVO DE ENTRADA.....	115
	APÊNDICE B – EXEMPLO DE ARQUIVO DE SAÍDA.....	118
	APÊNDICE C – PERFILAGEM DOS OLEODUTOS DE 10 A 24 POLEGADAS	119
	APÊNDICE D – CURVAS CARACTERÍSTICAS AJUSTADAS	127
	ANEXO A – CÓDIGO PYTHON PARA ESCREVER EM ARQUIVOS DE ENTRADA	132
	ANEXO B – CÓDIGO PYTHON PARA EXTRAIR DADOS DE ARQUIVOS DE SAÍDA.....	134

1 INTRODUÇÃO

Desde os anos de 1970, a maior parte do petróleo produzido no Brasil provém de bacias sedimentares marítimas e a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) tem a maior parte de sua produção de petróleo em águas profundas e ultra profundas, sendo a empresa operadora com o maior número de plataformas de produção àquelas profundidades (MORAIS, 2013). Com a descoberta do Pré-sal em 2007, a Empresa brasileira passou a obter recordes anuais na produção de petróleo a partir de 2010 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2020, 2021, 2022, 2023).

No entanto, as restrições impostas pelas condições geológicas, pelo ambiente marinho, pelas grandes distâncias no mar e por outras complexidades na produção de petróleo na área do Pré-sal levou a Petrobras a enfrentar novos desafios tecnológicos. Isso exigiu da empresa grandes esforços em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), em cooperação com universidades, centros de pesquisas e empresas fabricantes de equipamentos, para o desenvolvimento de novas tecnologias capazes de superar essas restrições (MORAIS, 2013).

Um dos principais problemas nesse setor diz respeito à garantia de escoamento. Esse é um termo adotado pelas companhias produtoras de petróleo para expressar a transmissão econômica e segura de fluidos de hidrocarbonetos durante a produção de petróleo e gás. Segundo Matos e Altoé (2020), a produção em campos offshore, em especial de águas profundas e ultra profundas de campos do Pré-sal, possui desafios característicos à garantia de escoamento. Entre eles, pode-se destacar a deposição de parafina (C_nH_{2n+2}) ao longo das extensas tubulações de produção, em função das profundas lâminas d'água e do consequente perfil de temperatura ao longo do escoamento.

Como é elevada a temperatura do petróleo quando extraído do reservatório e estando a camada externa dos oleodutos em contato com a água do mar em baixa temperatura, a perda de calor nos fluidos que saem do poço favorece a formação de parafinas nas paredes internas dos oleodutos, aumentando sua rugosidade, provocando aumento nas perdas de carga por atrito, o que restringe a produção e em caso mais extremos, a obstrução do duto (CRUZ, 2011). As ações de reparos, além da interrupção de receitas, são normalmente de alto custo e por vezes obrigam a retirada e troca dos oleodutos (MORAIS, 2013).

O tema da garantia de escoamento tem sido tratado na literatura, no sentido de se buscar solução para resolver o problema da formação de parafina nas paredes internas dos oleodutos. Tal solução passa por estudos para o desenvolvimento de métodos e aplicação de técnicas para monitorar a formação de parafina em seu estágio inicial.

A maioria dos estudos, métodos e técnicas verificados na literatura diz respeito à solução em que para se prever ou detectar depósito de parafina faz-se necessária um contato direto com a estrutura do duto. Diante disso percebe-se que as técnicas nucleares se apresentam como uma alternativa porque é capaz de detectar características de materiais ou substâncias sem um contato direto com a estrutura, como se pode constatar em trabalhos demonstrando o uso da radiação gama para caracterizar, detectar e até medir incrustações em oleodutos (STAMATAKIS et al., 2005; MARINHO et al., 2008; BESERRA, 2012; SOARES, 2014; OLIVEIRA et al., 2015; TEIXEIRA, 2018).

O problema de deposição de parafina nos oleodutos e a falta de uma solução mais eficaz no combate ao problema levou a Petrobras a lançar em 2020 um edital de chamada pública (SEBRAE, 2020) buscando uma solução tecnológica para o monitoramento da formação de parafina em seu estágio inicial.

Este trabalho tem como objetivo identificar a presença de parafina em um oleoduto utilizado em águas profundas por meio de modelo computacional baseado na transmissão da radiação gama.

1.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver um modelo computacional baseado na técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama que permita identificar a presença de parafina em oleodutos de petróleo em águas profundas.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1 Identificar as características físicas do processo de deposição de parafina em oleodutos submarinos assim como as propriedades dos materiais envolvidos;

- 2 Definir as técnicas nucleares que permitem identificar a presença de parafina em oleodutos de petróleo;
- 3 Definir a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama;
- 4 Modelar a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama utilizando o código MCNP6 que permita identificar a presença de parafina em oleodutos de petróleo em águas profundas;
- 5 Demonstrar que o modelo desenvolvido é coerente com outros da literatura científica utilizados para detecção de parafina;
- 6 Obter as curvas características da presença de parafina nos oleodutos de petróleo em águas profundas.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Petróleo (também chamado de óleo cru) é o termo usado para descrever uma ampla variedade de fluidos ricos em hidrocarbonetos de ocorrência natural que se acumularam em reservatórios subterrâneos (SPEIGHT, 2015).

Segundo Thomas (2001), os óleos obtidos de diferentes reservatórios de petróleo possuem características diferentes, entretanto, todos eles produzem análises elementares semelhantes às dadas na Tabela 1:

Tabela 1 - Análise elementar do óleo cru típico

Elemento	Peso (%)
Hidrogênio	11,00 – 14,00%
Carbono	83,00 – 87,00%
Enxofre	0,06 – 8,00%
Nitrogênio	0,11 – 1,70%
Oxigênio	0,10 – 2,00%
Metais	Até 0,30%

Fonte: Thomas (2001). Adaptado

Conforme mostrado na Tabela 1, a alta porcentagem de carbono e hidrogênio existente no petróleo mostra que os seus principais constituintes são os hidrocarbonetos. Thomas (2001) informa que os outros constituintes aparecem sob a forma de compostos orgânicos que contém outros elementos, sendo os mais comuns o nitrogênio, o enxofre e o oxigênio. Metais também podem ocorrer como sais de ácidos orgânicos.

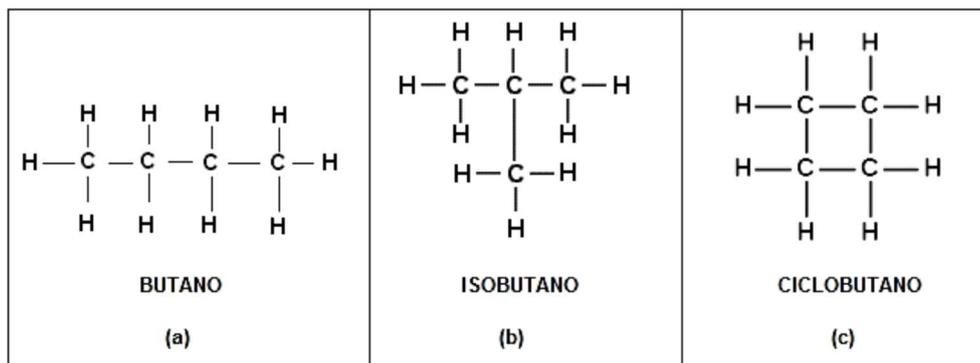
Uma propriedade importante do óleo cru é sua densidade, normalmente expressa em g/cm^3 , mas outro termo usado na literatura para expressar a densidade é o grau API (American Petroleum Institute, sigla do inglês). Wang et al. (2006) informa que o grau API é uma escala comercialmente importante para classificar a qualidade do óleo.

2.1 PRESENÇA DE PARAFINA NO PETRÓLEO

Na composição dos hidrocarbonetos se encontram os alcanos, cuja fórmula geral é $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ (BORDALO; OLIVEIRA, 2007), onde n é número de carbonos. As parafinas, que na maioria das vezes é referida na literatura como cera (wax, do

inglês) são alcanos compostas por átomos de carbonos unidos somente por ligações simples e ao maior número possível de átomos de hidrogênio, constituindo cadeias lineares, ramificadas ou cíclicas, interligadas ou não (Figura 1).

Figura 1 - Exemplos de parafinas (a) normal, (b) ramificada e (c) cíclica



Fonte: Soares (2017)

Segundo Dobbs (1999), o alcano ou parafina mais simples é o metano, que tem um átomo de carbono e normalmente existe como gás. As parafinas com 6 a 12 átomos de carbono (C₆ a C₁₂) são líquidas. Quando o tamanho molecular é de 16 a 25 carbonos (C₁₆ a C₂₅), observam-se ceras moles e pastosas. As ceras cristalinas duras têm 25 a 50 ou mais carbonos (C₂₅ a C₅₀) na cadeia.

Na composição do petróleo as parafinas estão distribuídas conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Composição química do petróleo típico

Elemento	Composição (%)
Parafinas normais	14%
Parafinas ramificadas	16%
Parafinas cíclicas (naftênicas)	30%
Aromáticos	30%
Resinas e asfaltenos	10%

Fonte: Thomas (2001). Adaptado

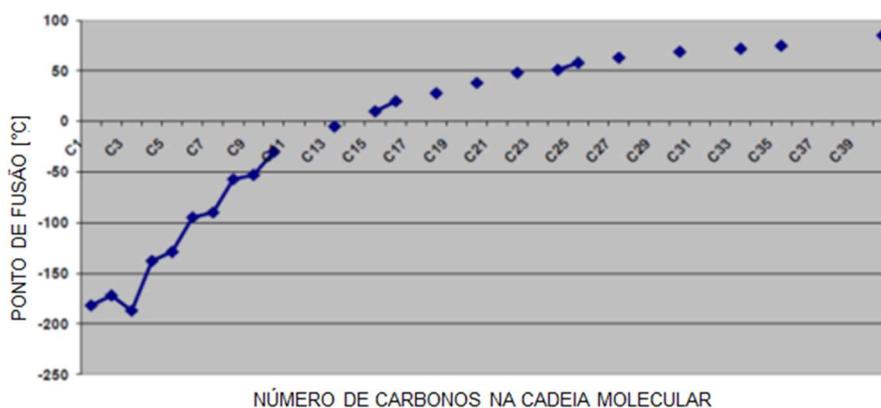
Como visto na Tabela 2, as parafinas representam 60% do petróleo e na literatura é comum encontrar a expressão “óleo cru parafinado” referindo-se ao óleo de reservatórios com maior incidência de problemas de deposição de parafina. Tarantino et al. (2016) informam que parte do óleo encontrado no subsolo brasileiro

possui alto teor de parafina. Na região do Recôncavo Baiano, por exemplo, os autores informam que o petróleo bruto produzido apresenta densidade de aproximadamente 30° API, quase nenhum enxofre e altas concentrações de parafinas dissolvidas.

2.2 DEPOSIÇÃO DE PARAFINA EM OLEODUTOS SUBMARINOS

Segundo Dobbs (1999), o ponto de fusão das parafinas aumenta à medida que o tamanho da molécula aumenta, conforme mostrado na Figura 2. Geralmente, quanto maior o ponto de fusão, mais difícil é evitar que a parafina forme depósitos.

Figura 2 - Ponto de fusão da parafina em função do número de carbonos



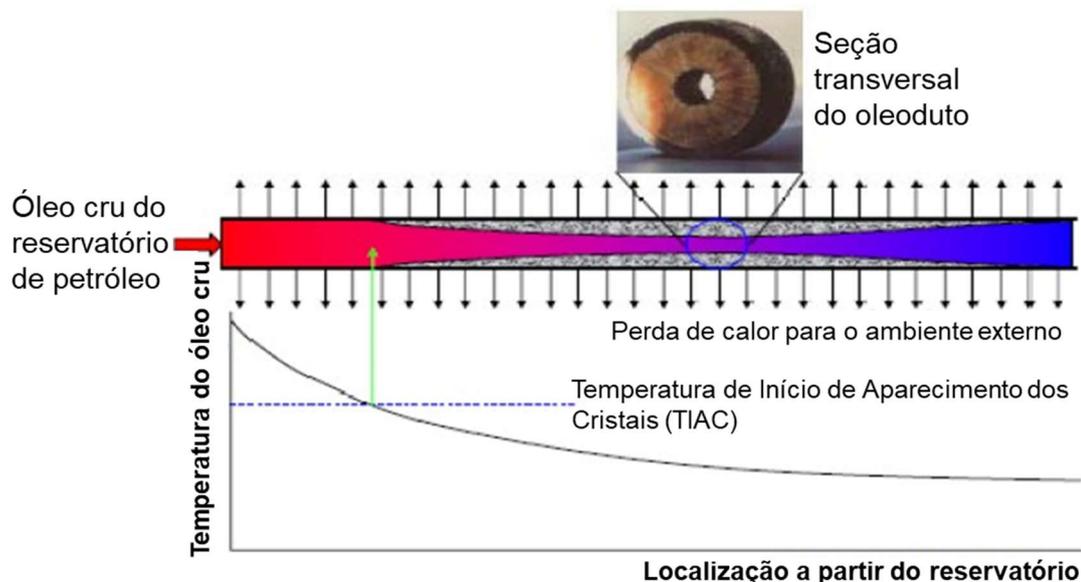
Fonte: Dobbs (1999). Adaptado

Segundo Bordalo e Oliveira (2007), as parafinas de grande peso molecular e, portanto, com maior número de carbonos apresentam-se na fase sólida sob condições normais de temperatura e pressão. No entanto, em reservatórios petrolíferos, tipicamente, as parafinas estão inicialmente solubilizadas na fase líquida do óleo em estado de equilíbrio. A razão disso, segundo Matos e Altoé (2020) é porque as temperaturas do óleo nos reservatórios se situam na faixa de 70 a 150°C.

Essa condição muda quando o óleo é extraído do reservatório. Conforme Porto e Lima (2017), ao adentrar a linha de produção, sob a temperatura de aproximadamente 70°C, o óleo passa a resfriar-se ao longo do duto, devido a diferença da temperatura em relação ao meio externo. Esse problema ocorre com maior frequência em ambientes offshore, onde se encontram a maior parte dos reservatórios brasileiros e onde a temperatura do oceano, em elevadas

profundidades, é cerca de 5°C. À medida que o óleo é resfriado e atinge a Temperatura de Início de Aparecimento dos Cristais (TIAC), inicia-se o processo de precipitação e posterior deposição da parafina (Figura 3).

Figura 3 - Deposição de parafina nas paredes do oleoduto quando a temperatura está abaixo da TIAC



Fonte: Al-yaari (2011). Adaptado

Como pode ser observado na Figura 3, inicialmente, a taxa de deposição é alta, mas diminui à medida que mais parafina é depositada na superfície do duto. A espessura de sua camada aumenta e passa a atuar como isolante térmico, reduzindo o diferencial de temperatura efetivo (THEYAB, 2018).

Santos et al. (2004) também informam que durante o resfriamento do óleo, uma supersaturação extremamente alta pode ocorrer principalmente nas superfícies de resfriamento, gerando uma enorme quantidade de pequenos cristais por nucleação. Se esses cristais não forem arrastados pela agitação do sistema e fluxo turbulento, eles podem grudar uns nos outros e na superfície fria, causando a deposição.

Segundo Porto e Lima (2017), vários são os mecanismos de transporte e deposição de parafinas onde, mesmo em meio a contradições, no que diz respeito a relevância de cada mecanismo, encontra-se uma unanimidade em considerar a difusão molecular, como mecanismo dominante do processo de deposição. Os autores explicam que segundo esse mecanismo, na linha de produção, um gradiente de temperatura é formado entre a linha de centro do oleoduto e o ambiente externo,

na direção radial. Se alguma região do escoamento estiver abaixo da TIAC, esta região apresentará uma saturação de parafinas dissolvidas na fase líquida, cristais de parafina serão precipitados em meio a solução, e a fase líquida estará em equilíbrio termodinâmico com a fase sólida. Como a menor concentração de parafina se dá na parede do duto, é para esta região que o fluxo de parafina líquida ocorrerá, por difusão molecular.

2.2.1 Distribuição da parafina nas paredes internas do oleoduto

Segundo Chen et al. (1997), a distribuição da camada de parafina nas paredes internas do oleoduto está relacionada ao tipo de padrão de escoamento do óleo.

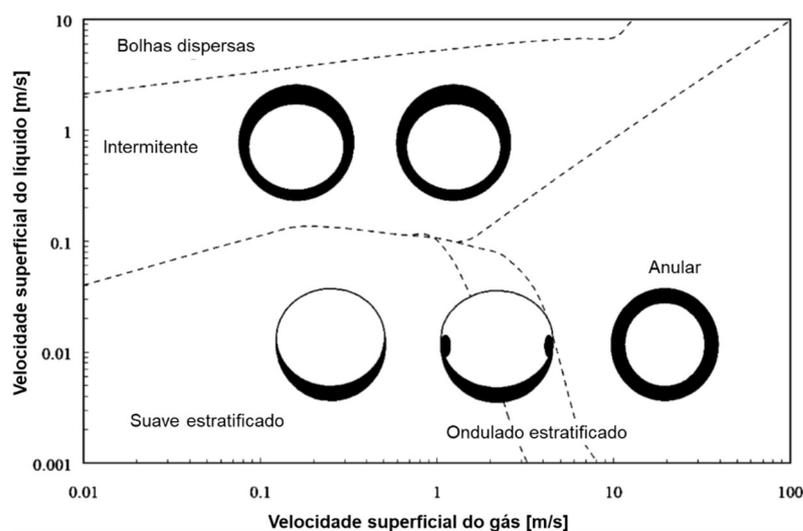
Kopteva et al. (2019) informam que o padrão de escoamento é determinado principalmente pela distribuição das fases gasosa e líquida no petróleo, onde escoamentos de um mesmo poço podem variar consideravelmente entre si por propriedades e composição, escoamento e comportamento de troca de calor.

Um escoamento é monofásico quando a composição do óleo está acima de 50% em relação ao gás e as fases não estiverem presentes, ou seja, quando bolhas de gás estão misturadas no óleo (MATZAIN et al., 2002). Chen et al. (1997) informam que em um escoamento monofásico a espessura de parafina é geralmente uniforme ao redor da parede do oleoduto em uma determinada seção transversal com um fluxo de calor uniforme, exceto em taxas de fluxo muito baixas, onde a sedimentação por gravidade de partículas de parafina precipitadas pode se tornar importante. No entanto, os autores informam que durante escoamento multifásico em oleodutos horizontais e quase horizontais, a distribuição da espessura de parafina circunferencial ao redor da parede do oleoduto geralmente não é uniforme, particularmente em padrões de fluxo lento e estratificado.

Matzain et al. (2002) utilizaram uma instalação experimental projetada para realizar testes de deposição de parafina para um escoamento bifásico de gás natural e petróleo bruto fluindo em dutos horizontais, quase horizontais e verticais, onde foram realizadas medidas da espessura de parafina nos seguintes padrões de escoamento: estratificado, anular, intermitente e borbulhante. Medidas também foram realizadas para o escoamento monofásico, em dutos verticais e sob o padrão de escoamento bolhas. Os resultados verificados pelos autores mostram que a

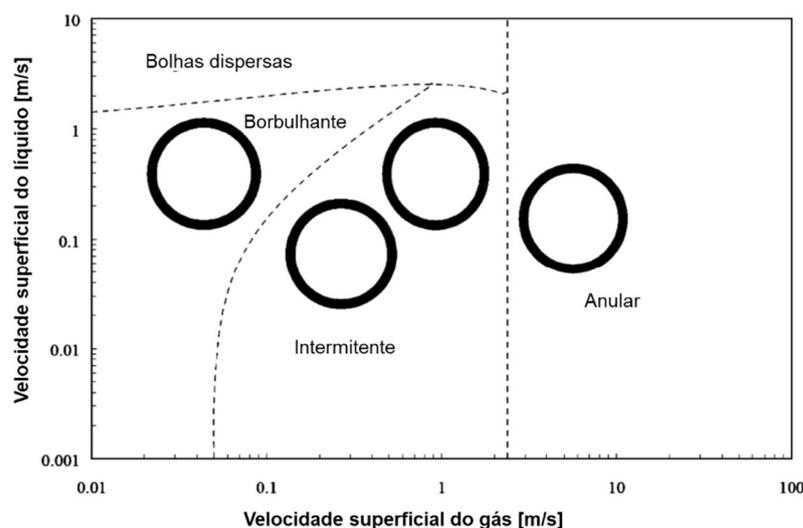
deposição de parafina se dar de acordo com o tipo de padrão de escoamento e depende das velocidades de fluxo dos fluidos bifásicos. Além disso, a deposição ocorre apenas ao longo da parede do duto em contato com um petróleo bruto parafinado e um aumento na velocidade da mistura do fluido resulta em depósitos mais duros, porém com uma espessura de depósito menor. Os resultados foram resumidos pelos autores nas Figuras 4 e 5.

Figura 4 - Distribuição de parafina nas paredes internas de oleodutos em vários padrões de escoamento



Fonte: Matzain et al. (2002). Adaptado

Figura 5 - Distribuição de parafina nas paredes internas de oleodutos posicionado verticalmente e sob regime de escoamento monofásico



Fonte: Matzain et al. (2002). Adaptado

Conforme as Figuras 4 e 5, Matzain et al. (2002) informam que no escoamento anular, o depósito de parafina foi observado ao longo da circunferência do duto em todos os ensaios de escoamento anular horizontal, inclinado para cima e vertical. Os depósitos geralmente eram duros, espessos, muito ásperos e pareciam ter uma baixa concentração de óleo.

Em testes de escoamento intermitente horizontal e inclinado para cima, a experiência de Matzain et al. (2002) mostrou que os depósitos de parafina na parte inferior do duto parecem mais finos e mais endurecidos do que os depósitos de parafina na parte superior do duto. No caso dos ensaios de escoamento intermitente vertical, os depósitos de parafina foram uniformes ao redor da circunferência do duto e endurecidos.

No caso de escoamento borbulhante vertical, os autores informam que o depósito de parafina foi observado em toda a circunferência do duto e o depósito era duro, escamoso e de aparência seca. Especificamente para o óleo em escoamento monofásico, eles concluíram que o valor da espessura da parafina foi semelhante quando o óleo fluiu na mesma velocidade, independentemente do ângulo de inclinação do duto. Os autores também informam que um aumento na velocidade do óleo resulta em uma taxa de acúmulo mais lenta, porém os depósitos de parafina apareceram mais duros.

É importante salientar que quando a literatura trata de deposição de parafina não significa que o único componente da deposição seja parafina pura. Segundo Dobbs (1999), na terminologia comum de campos petrolíferos, o termo parafina é muitas vezes aplicado livremente para significar qualquer fração orgânica pesada de petróleo bruto que, dadas as condições certas, pode separar ou precipitar da solução para formar depósitos. Mas, na realidade, segundo o autor, esses depósitos podem conter uma mistura de ceras de parafina puras, resinas, gomas, compostos asfálticos, emulsões e outros componentes. Abdul-majid (2013) chega a afirmar que na deposição de parafina existe também pequenas quantidades de outras moléculas, como Fe, Cu e Ni, dependendo da localização da deposição na planta.

2.3 CONSEQUÊNCIAS DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA NOS OLEODUTOS

Segundo Cruz (2011), a deposição de parafina reduz o diâmetro interno do oleoduto, aumenta a sua rugosidade, que por sua vez causa aumento nas perdas de

carga por atrito. Isso restringe a produção e em caso mais extremos, a obstrução do oleoduto. A Figura 6 mostra oleodutos de uma linha de produção de petróleo obstruídos por parafina.

Figura 6 - Oleodutos obstruídos por deposição de parafina



Fonte: Souza (2013 apud Xavier et al., 2016)

Segundo Bordalo e Oliveira (2007) este problema ocorre nas diversas etapas de manipulação de óleo, durante a produção, o transporte e o refino. Os autores informam que no Brasil, a Petrobras, reconhecida internacionalmente como detentora de tecnologia em exploração e produção em águas profundas e ultra profundas, se depara frequentemente com problemas relativos à formação e deposição de parafinas em suas linhas submarinas. Inclusive, a empresa lançou um edital de chamada pública (SEBRAE, 2020) buscando uma solução tecnológica para o monitoramento da formação de parafina em seu estágio inicial.

O problema da deposição de parafinas se constitui causa importante de perdas econômicas para as companhias de petróleo e gás, demandando aumento, tanto de investimentos na fase de projeto, quanto em custos operacionais para a mitigação do fenômeno (CHEN et al., 1997). Segundo os referidos autores, o problema pode causar uma perda de milhões de dólares por ano em todo o mundo através do enorme custo de prevenção e remediação, produção reduzida ou adiada, fechamento de poços, substituição e/ou abandono de tubulações, falhas de equipamentos, requisitos extras de potência e aumento de necessidades de mão de obra.

Mei et al. (2015) advertem que métodos preventivos eficazes precisam ser propostos para que ações corretivas apropriadas possam ser tomadas para remediar a camada de depósito de parafina antes que os cristais de parafina formem uma estrutura forte dentro do oleoduto a ponto de não poder ser removida.

Abdul-majid (2013) informa que a localização, medição e remoção oportunas de depósitos de parafina economizam dinheiro para a operação da planta de extração de petróleo.

2.4 MEDIDAS PARA REMOVER DEPÓSITOS DE PARAFINA DE OLEODUTOS

Conforme Woo, Garbis e Gray (1984), tradicionalmente, as companhias de petróleo têm sido forçadas a remover depósitos de parafinas dos oleodutos utilizando métodos mecânicos, químicos e térmicos, onde, em muitos casos, a combinação de dois ou mais desses métodos são empregados. Porém, Aiyejina et al. (2011) informam que tais métodos sempre tiveram problemas e limitações e que pesquisas são feitas com o objetivo de encontrar os métodos mais eficientes, econômicos e seguros para remover depósitos e bloqueios de parafinas, tais como o método de aquecimento indutivo e métodos biológicos.

Segundo Aiyejina et al. (2011), o uso de pig é uma forma pela qual a remoção de parafina é comumente realizada nos campos de petróleo. Conforme Viana (2016), o nome pig foi dado em alusão ao porco, pois entra limpo na tubulação e sai sujo ao final do trabalho de limpeza. Ainda segundo o autor, os pigs também são conhecidos como raspadores de linha porque são introduzidos nas tubulações e deslocados pelo próprio fluido em escoamento ou por outro fluido injetado com essa finalidade, tendo como objetivo remover as parafinas depositadas.

No entanto, segundo Liu e Scott (2001), o emprego de pigs requer um programa adequado porque exige a parada da linha de produção de petróleo. Os autores informam que métodos de monitoramento da deposição de parafina são importantes para definir esse programa e avaliar o risco de sua utilização. Também servem para programar o uso de inibidores químicos e planejar outros procedimentos de intervenção para o problema da parafina.

Além da utilização de pig, Morais (2013) informa que outras medidas adotadas pela Petrobras quando constatado depósitos de parafina nos dutos consistem no uso de SGN (Sistema Gerador de Nitrogênio), que gera uma reação

química exotérmica baseada no nitrogênio e no uso de injeção de aditivos químicos para dissolver ou inibir a formação dos depósitos.

A utilização de oleodutos com isolamento térmico, os chamados pipe-in-pipe, é outra medida utilizada pela empresa brasileira, uma vez que são capazes de manter a temperatura dos fluxos de petróleo e gás acima da temperatura de formação de parafinas (AZEVEDO; LACERDA; SOLANO, 2009).

Em vista do que foi abordado nesta seção, as técnicas de monitoramento não invasiva são adequadas para se planejar procedimentos de intervenção para o problema da parafina, sem a necessidade de parar a linha de produção de petróleo. As técnicas nucleares se ajustam a esse contexto.

2.5 MONITORAMENTO DA DEPOSIÇÃO DE PARAFINA

Abdul-majid, Melaibari e Malki (1996) informam que a identificação mais cedo de depósitos de hidrocarbonetos dentro de tubulações de petróleo durante a operação reduzirá o custo de manutenção, minimizando tanto substituições desnecessárias de tubulações quanto o desligamento da planta para inspeção. Chen et al. (1997) reforçam isso dizendo que à medida que a produção de petróleo e gás se move para águas mais profundas e frias, torna-se cada vez mais imperativo identificar adequadamente as condições de precipitação de parafina e prever as taxas de deposição dela para otimizar o projeto e a operação de sistemas de produção multifásicos submarinos.

Dobbs (1999) informa que modelos computacionais são capazes de prever quando, onde e quanto de depósito de parafina ocorrerá no interior de um oleoduto. No entanto, Aum (2012) informa que um esforço significativo tem sido dedicado à compreensão e à modelagem da deposição de parafinas, devido ao fato dele ser um problema multidisciplinar complexo, envolvendo a termodinâmica, transferência de calor, transferência de massa, crescimento dos cristais e dinâmica dos fluidos. Abdul-majid (2013) corrobora com essa afirmação dizendo que a previsão da espessura do depósito de parafina é muito difícil devido às composições complexas do petróleo bruto.

Nesse sentido, a literatura científica dispõe de vários modelos computacionais (CRUZ, 2011; AUM, 2012; PORTO; DE LIMA, 2017; IZWEI; SANOUSSI; ZUWAY, 2019) e métodos (CHEN et al., 1997; DOBBS, 1999; LIU; SCOTT, 2001; DOS

SANTOS; FERNANDES; GIULIETTI, 2004; CHEN; TSANG; ZHANG, 2007; DANTAS NETO et al., 2009) visando o monitoramento da deposição de parafina em dutos de petróleo. A seguir são apresentadas algumas técnicas de monitoramento de parafina, dentre as várias apresentadas na literatura.

Hoffmann, Amundsen e Schüller (2011) fazendo uso de uma técnica chamada *heat pulse wax monitoring* (monitoramento de parafina por pulso de calor, do inglês) fizeram uma experiência para monitorar continuamente a deposição de parafina em dutos submarinos em regime de fluxo monofásico, onde por meio da aplicação de um curto pulso de calor externo ao tubo de óleo foi possível derivar uma correlação entre a resposta térmica transitória medida e a espessura da parafina. Segundo os autores o sistema possibilitou prever a espessura da parafina, tendo sido verificado um erro abaixo de 5%.

Chen et al. (2014) fizeram uso de uma técnica de detecção ultrassônica de alta pressão para detectar a WAT (Temperatura de Aparecimento de Cera, sigla do inglês) e a quantidade de parafina precipitada. Em experiência de laboratório, amostras de óleo cru foram aquecidas até a temperatura de 85°C seguido de pressurização (0.1, 4.5, 8.8, 10.56, 15.84 e 22.87 MPa) e depois resfriada até a temperatura chegar a 35°C. Ao mesmo tempo em que a amostra era resfriada uma onda ultrassônica de 1 MHz - gerada por dois transdutores piezoelétricos - atravessava a amostra, obtendo-se os parâmetros tempo e amplitude da forma de onda.

Mei et al. (2015) utilizaram a técnica de tomografia por capacitância elétrica para instalar um sistema de monitoramento da formação de parafina em tempo real e medir sua espessura e extensão na parede do oleoduto. Os autores destacam que que o sistema é não intrusivo. A técnica tem como princípio o fato de que a capacitância é uma função da permissividade do meio entre os eletrodos aplicados em pontos do oleoduto em todo o volume de detecção, onde os valores de capacitância medidos são manipulados para reconstruir imagens tomográficas. No entanto, os autores explicam que o caminho sobre o qual as medições de capacitância são detectadas pelo sensor é não linear e altamente dependente da distribuição de permissividade dos componentes do oleoduto entre os eletrodos do sensor, além do fato de que a detecção de depósitos de parafina de petróleo bruto parafinado é ainda mais desafiadora, uma vez que os valores de permissividade de parafinas solidificadas e petróleo bruto são muito próximos entre si.

Por meio de aparato experimental Soares (2017) utilizou um sensor multipontos baseado em RTD (detector resistivo de temperatura, sigla do inglês) para medir o gradiente de temperatura no interior de um duto. Segundo a autora, os dados experimentais obtidos mostraram que é possível medir esse gradiente e determinar o momento em que a deposição de parafina tem início, possibilitando assim o desenvolvimento de estratégias de prevenção da obstrução dos dutos de petróleo por parafina.

Uma técnica utilizada pela Petrobras foi relatada por Oliveira (2006), segundo o qual, entre os anos de 2000 e 2003, a Empresa idealizou, desenvolveu e produziu o MAD-pig (Módulo de Aquisição de Dados para pig) que é um registrador eletrônico dotado de sensores de temperatura, pressão, aceleração axial e aceleração lateral. O módulo de aquisição é capaz de perceber e de armazenar os valores das grandezas físicas na memória a uma taxa de aquisição programável. O equipamento inspeciona todo o interior do duto, bastando para isso embarcá-lo em um pig de limpeza.

2.5.1 Técnicas nucleares para o monitoramento da deposição de parafina em oleodutos

As técnicas nucleares são utilizadas em várias áreas de interesse, tais como medicina, indústria, agricultura, meio ambiente e arqueologia. Na indústria utiliza-se essas técnicas na realização de testes não destrutivos, como a técnica de inspeção não invasiva para detecção de falhas e irregularidades em estruturas (BOLDO; APPOLONI, 2010). Também tem seu uso em medições precisas de espessuras finas de placas metálicas, nível, densidade, umidade, dentre outros parâmetros físicos, para monitoramento e controle de processos e inspeção de produtos (SHIRAKAWA, 2000; SOWERBY; ROGERS, 2005).

Na indústria de petróleo e gás, as técnicas nucleares vêm sendo utilizadas desde a década de 50, como na determinação da densidade de formação sedimentária de um poço ou na especificação da densidade dos fluidos (petróleo, água, gás) (BOLDO; APPOLONI, 2010).

Em relação aos dutos de petróleo, a literatura apresenta vários trabalhos sobre detecção de defeitos (HERNÁNDEZ; GARCIA, 1992; SILVA; LOPES; JESUS, 1999; MARINHO et al., 2005; CARNEIRO JUNIOR, 2005; FERREIRA, 2021) e para

a caracterização, monitoramento e medição de incrustações (ABDUL-MAJID; MELAIBARI; MALKI, 1996; STAMATAKIS et al., 2005; MARINHO et al., 2008; BESERRA, 2012; SOARES, 2014; OLIVEIRA et al., 2015; TEIXEIRA, 2018).

Quando aplicada no monitoramento de incrustações em dutos de petróleo, as técnicas nucleares se diferenciam das demais pelo fato de seu uso não interferir na integridade física do duto, ou seja, ela opera de modo não intrusivo e indireto (sem contato) e, portanto, não afeta o processo de transporte do petróleo. Kopteva et al., (2019) afirmam que, de acordo com o estado da arte existente, dentre todos os métodos de controle sem contato, apenas o método de radioisótopos tem mostrado eficiência quando usado com correntes heterogêneas, que incluem fluxos de óleo, sendo o método capaz de detectar a formação da camada de parafina nos estágios iniciais e de criar sistemas automatizados para controlar a formação de depósitos de parafina.

São apresentadas nos subtópicos seguintes as principais técnicas nucleares utilizadas no monitoramento de deposição de parafina em oleodutos.

2.5.1.1 Técnica de espalhamento Compton de radiação gama

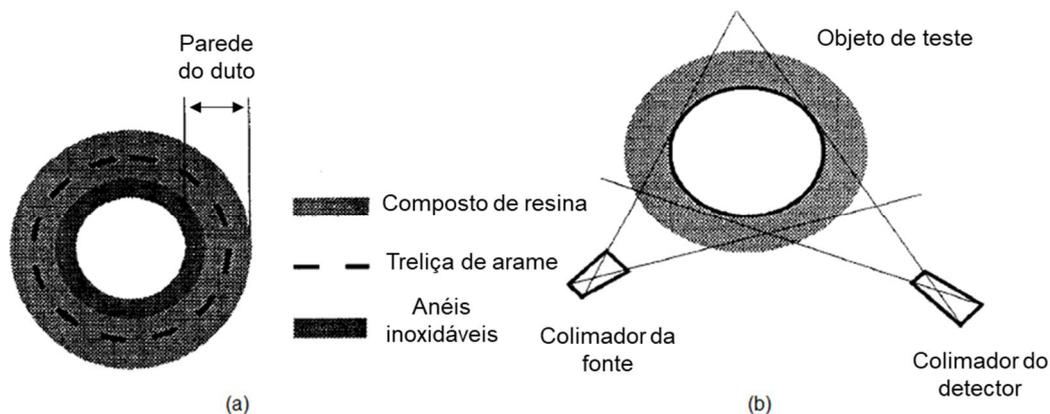
Essa técnica foi utilizada por Lopes et al. (1997) em um aparato experimental montado em laboratório para detectar a presença de parafina no interior de um oleoduto de petróleo de exploração offshore, além de mostrar a posição da parafina e fazer uma estimativa da obstrução por ela introduzida dentro do duto, como primeira ação para um possível procedimento capaz de removê-la. Para isso os autores utilizaram uma fonte de ^{137}Cs de radiação gama e um detector NaI (TI) (Iodeto de Sódio dopado com Tálcio), ambos colimados e blindados.

Segundo Lopes et al. (1997), essa técnica é diferente das técnicas radiográficas e tomográficas, pois as informações são obtidas a partir da análise do feixe de radiação espalhado e não do feixe de radiação transmitido.

A metodologia adotada baseia-se no processo de espalhamento Compton, onde o fóton muda sua direção original após a interação com o objeto. A Figura 7 mostra a representação da técnica sendo testada em um duto de 10 cm de diâmetro interno com paredes formadas por quatro materiais distintos dispostos da seguinte forma: a casca interna é feita com anéis inoxidáveis flexíveis revestidos com um composto de resina, protegidos por uma treliça de arame fechada e na superfície

outra parte da resina protege todo o duto. A espessura total do duto utilizado foi de 20 mm.

Figura 7 - Seção transversal (a) e representação do volume de inspeção (VOL) do duto de teste (b).



Fonte: Lopes et al. (1997). Adaptado

Segundo Lopes et al. (1997), o número de fótons espalhados pelo VOL (volume de inspeção) e coletados pelo detector é diretamente proporcional à densidade eletrônica média do material.

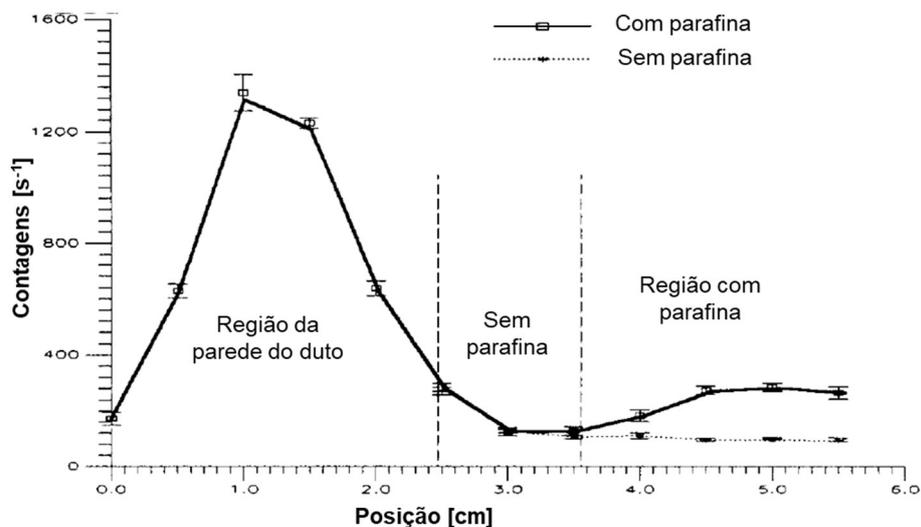
Para a execução da técnica, dois sistemas de varredura foram utilizados:

- Pontual, onde a saída do colimador da fonte e entrada do colimador do detector é um orifício bastante estreito, de forma a emitir um feixe de fótons para formar um VOL de $0,125 \text{ mm}^3$. Esse sistema faz a varredura ponto a ponto na área do duto onde se quer inspecionar;

- Feixe ventilado (do inglês fan-beam), onde a saída do colimador da fonte e entrada do colimador do detector tem formato de uma fenda, de forma a emitir um feixe para formar um VOL largo o suficiente para incluir toda a seção do duto (Figura 9b).

A Figura 8 mostra a variação da taxa de contagem para um duto vazio e para um duto com parafina utilizando o sistema pontual, onde se pode ver que o sistema foi capaz de distinguir a condição sem parafina daquela com parafina.

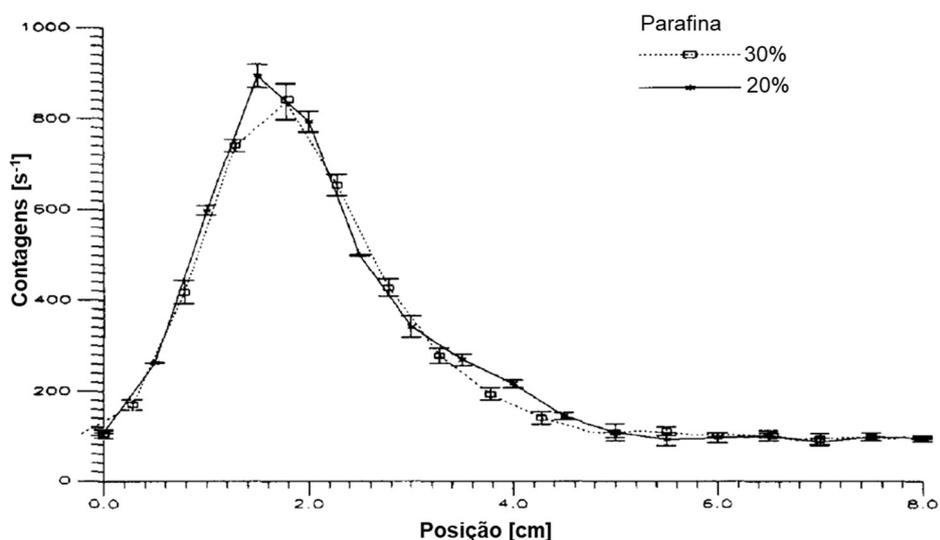
Figura 8 - Varredura da seção transversal do duto de teste utilizando o sistema pontual.



Fonte: Lopes et al. (1997). Adaptado

Foi montado um duto com parafina posicionado em sua parede interna nas proporções de 0%, 20%, 30%, 50%, 80% e 100% de sua área interna. Utilizando o sistema pontual foi possível detectar esses diferentes percentuais de parafina. Conforme informado pelos autores, devido à dificuldade de montar um duto com percentual de parafina menor que 20%, e para verificar uma resolução menor, comparou-se os resultados obtidos com uma diferença de 10% (20% e 30%) mostrada na Figura 9.

Figura 9 - Comparação entre 20% e 30% de parafina

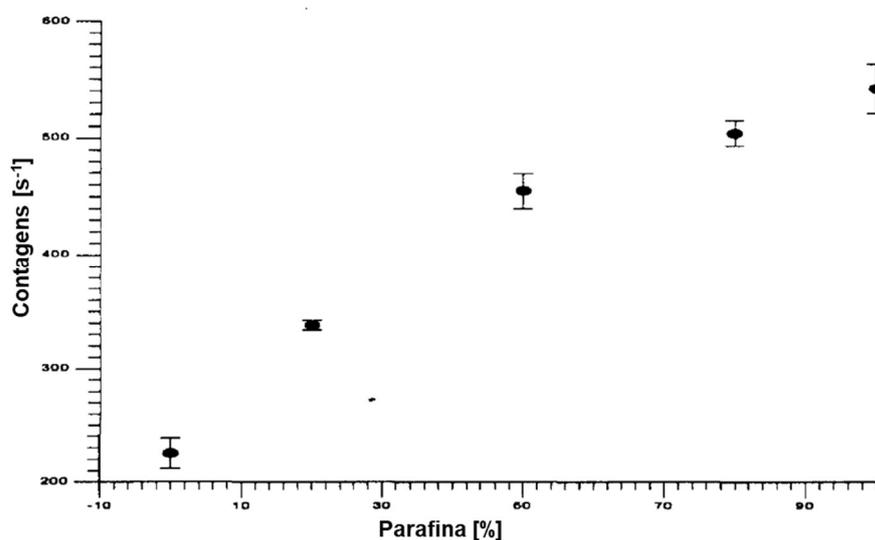


Fonte: Lopes et al. (1997). Adaptado

Pela figura acima pode-se perceber que existe uma pequena diferença entre as duas curvas. No entanto, segundo Lopes et al. (1997), essa diferença não é suficiente para dizer conclusivamente que o sistema tem 10% de resolução.

Utilizando o sistema fan-beam, os autores fizeram várias medições variando de 0 a 100% o percentual de parafina no interior do duto. Os resultados da taxa de contagem com teor de parafina são apresentados na Figura 10. Segundo eles, a partir dos resultados obtidos o limite de detecção da parafina no interior do duto pode ser fixado em 20% da área interna.

Figura 10 - Taxa de contagem em função do percentual de parafina utilizando o sistema fan-beam.



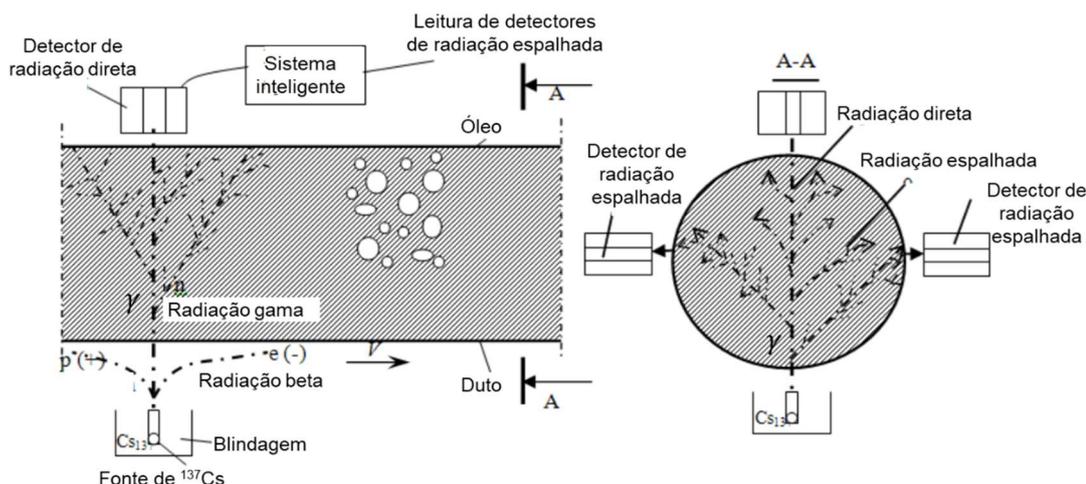
Fonte: Lopes et al. (1997). Adaptado

Lopes et al. (1997) concluíram que o sistema com fonte pontual com cerca de 10% de resolução da área afetada e o com sistema fan-beam com 20% são adequados para a inspeção de parafina no interior de dutos, mas o tempo gasto utilizando fonte pontual pode ser um problema para o ensaio. Segundo os autores, embora com menor resolução o tempo total de varredura do sistema fan-beam parece ser uma escolha mais adequada para um sistema de análise real.

2.5.1.2 Técnica de transmissão da radiação gama

Técnica utilizada por Kopteva e Starshaya (2016) ao desenvolver um sistema de medição de parafina baseado no princípio da atenuação da radiação gama ao atravessar um meio material. A Figura 11 mostra a estrutura do sistema.

Figura 11 - Estrutura da técnica de transmissão da radiação gama para medir depósitos de parafina



Fonte: Kopteva e Starshaya (2016). Adaptado

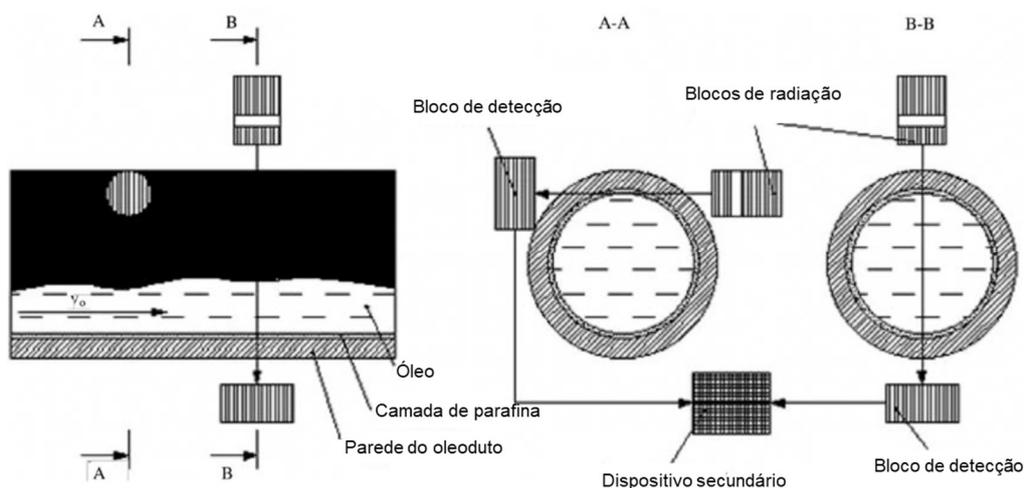
Segundo os autores, ao deixar a radiação do radioisótopo ^{137}Cs passar pela porção controlada do duto com a corrente de óleo e os depósitos de asfalto-resina-parafina, seus valores de atenuação são obtidos. O grau de atenuação específico junto com o padrão de pulsações típico para um determinado espectro de energia da fonte permite avaliar o parâmetro controlado correspondente ao meio que se comporta como o dissipador de radiação.

Apesar de utilizar a radiação direta para as medições, os autores informam que a radiação espalhada deve ser registrada para uma avaliação mais precisa da densidade do fluxo de óleo, o que é feito por dois detectores posicionados em lados opostos, num alinhamento perpendicular àquele da radiação direta entre fonte e detector (Figura 11, lado direito).

Segundo os autores, usando o sistema de medição com alta precisão ($\pm 0,2\%$), é possível medir a espessura dos depósitos de parafina com uma precisão absoluta de ± 5 mm, o que é suficiente para garantir a operação confiável do sistema de dutos.

Kopteva et al. (2019) utilizaram a mesma técnica para detectar e medir a espessura de parafina nos oleodutos, tendo como diferença a configuração do sistema montado contendo dois blocos fonte-detector (Figura 12).

Figura 12 - Configuração de uma unidade de medição para detectar a formação de depósitos de parafina.



Fonte: Kopteva et al. (2019). Adaptado

De acordo com os autores, os fótons emitidos pela fonte de ^{137}Cs , ao passarem por um orifício estreito no bloco de radiação, passam por um oleoduto com a corrente de óleo. O bloco de detecção, por sua vez registra o fluxo de raios gama, com menor energia média, que pode ser calculada com base na intensidade de radiação inicial conhecida e na intensidade atenuada medida de acordo com a lei de Lambert-Beer.

A utilização simultânea de dois detectores permite aumentar as capacidades de desempenho da unidade de medição por detectar a formação de uma camada de parafina nas fases iniciais e emitir um sinal para um sistema de controle de parafinação do oleoduto.

Um dos blocos de radiação e detecção está disposto coaxialmente, de modo que um fluxo estreito de raios gama passe perto da parede da tubulação e controle o ponto de maior risco em termos de parafinação tanto ao longo do comprimento quanto da seção transversal da tubulação. O outro bloco também é disposto coaxialmente, estando sempre em um plano vertical que se situa no eixo da tubulação. Ele serve para caracterizar a densidade do fluxo transportado pela tubulação.

É importante destacar que segundo os autores os feixes de raios gama das unidades de radioisótopos ao se cruzarem não sofrem variação, pois os fótons que os constituem são partículas neutras, não podendo interagir. Isso só ocorreria com uma energia de fóton superior a dezenas de MeV, o que não é o caso da unidade de medição desenvolvida, utilizando o radionuclídeo ^{137}Cs com energia de fóton de 0,662 MeV.

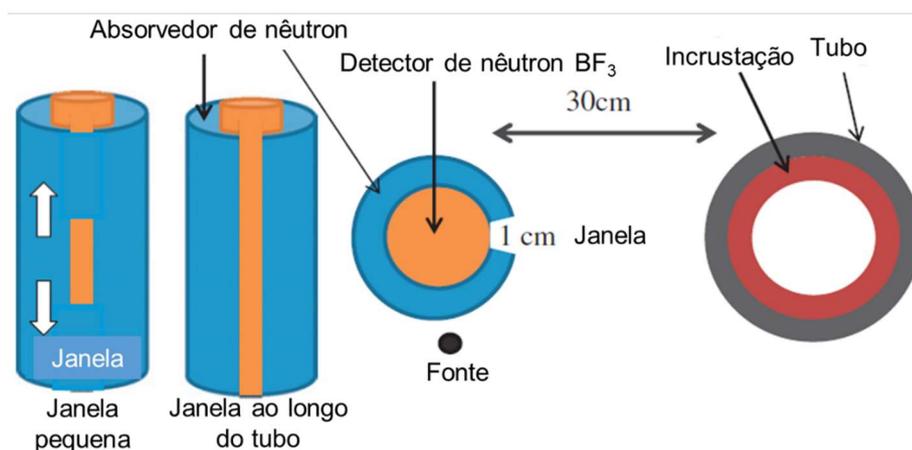
Segundo Kopteva et al., 2019, o experimento realizado revelou a precisão de determinar a espessura de uma camada de parafina de 0,5 mm. A unidade de medição de radioisótopos, descrita neste artigo, é estática e, como resultado, os autores informam que tem precisão e confiabilidade ainda maiores.

2.5.1.3 Técnica de retrodifusão de nêutrons

Abdul-majid (2013) utilizou as técnicas de retrodifusão de nêutrons e raios gama de captura de nêutrons para medir a incrustação de hidrocarbonetos – dentre as quais a parafina - dentro de dutos em laboratório.

A configuração experimental da técnica de retrodifusão de nêutrons é mostrada na Figura 13.

Figura 13 - Configuração para retrodifusão de nêutrons com um detector posicionado verticalmente



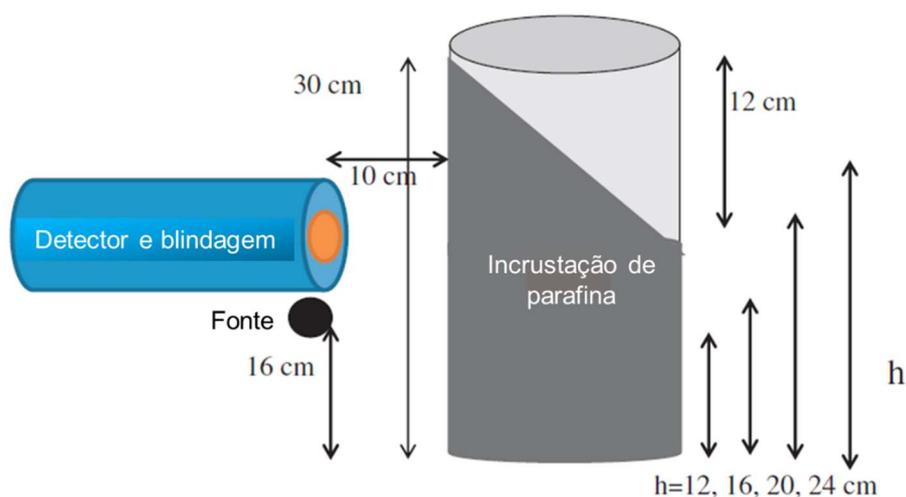
Fonte: Abdul-majid (2013). Adaptado.

De acordo com o autor, os nêutrons rápidos emitidos por uma fonte de ^{241}Am -Be ou ^{252}Cf penetram no duto de ferro sem absorção significativa porque o ferro tem uma pequena seção transversal de absorção para nêutrons rápidos (Figura 13).

Esses nêutrons interagem elasticamente com os átomos de hidrogênio e carbono da incrustação orgânica e, portanto, são desacelerados. Alguns dos nêutrons desacelerados se moverão para trás e serão detectados por um detector de nêutrons BF_3 , cuja taxa de contagem aumenta com a quantidade de incrustação. Uma incrustação mais espessa leva a mais moderação e retroespalhamento dos nêutrons lentos.

Para as medições da incrustação de parafina de espessura variável foi montado pelo autor em laboratório o arranjo experimental mostrado na Figura 14.

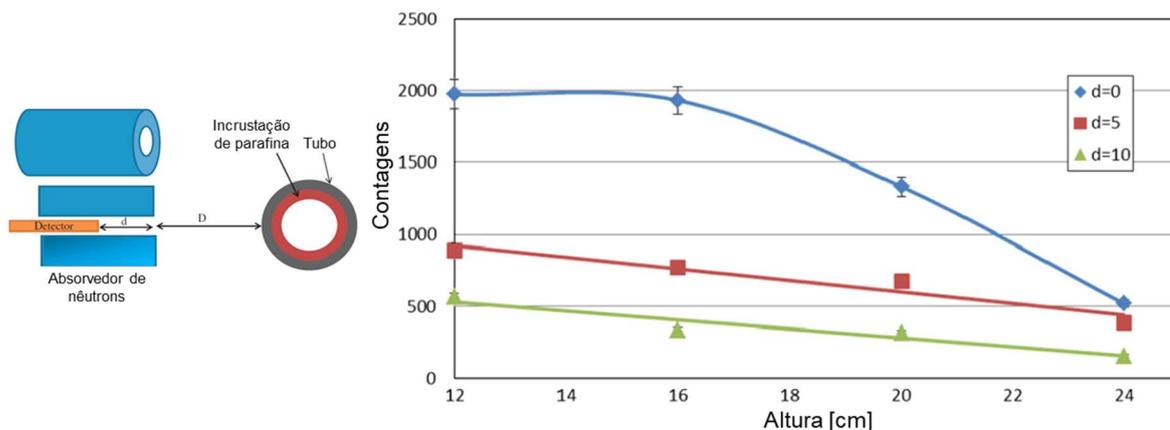
Figura 14 - Configuração para medir parafina por varredura vertical



Fonte: Abdul-majid (2013). Adaptado.

De acordo com a Figura 14, a espessura da incrustação de parafina aumentou de zero no topo do duto até quase enchê-lo a uma altura de 18 cm a partir do fundo. As contagens em diferentes alturas do detector a partir do fundo do duto são mostradas na Figura 15.

Figura 15 – Contagens de nêutrons retrodifundidos por várias espessuras de parafina



Fonte: Abdul-majid (2013). Adaptado.

Segundo Abdul-majid (2013), cada contagem de nêutrons mostrado na Figura 15 foi realizada durante 2 minutos usando ^{252}Cf e o detector BF_3 posicionado horizontalmente em diferentes alturas e diferentes distâncias do detector dentro da blindagem d .

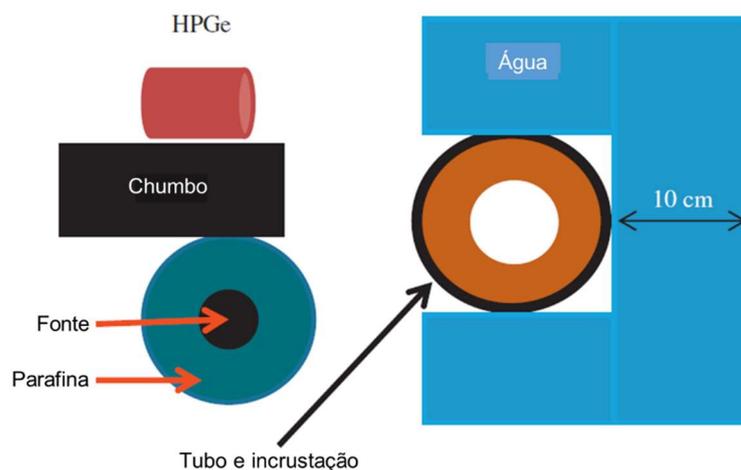
Segundo o autor quando o detector estava na face do absorvedor ($d=0$), nenhuma diferença significativa nas contagens de nêutrons retrodifundidos foi observada nas alturas de 12 e 16 cm porque o detector “viu” todas as espessuras de incrustação. À medida que a altura do detector foi aumentada, a espessura da incrustação diminuiu gradualmente e menos nêutrons retrodifundidos foram detectados. Entre $h=16$ cm e $h=24$ cm as contagens diminuíram quase linearmente. O autor informa que colocar o detector 5 cm e 10 cm dentro da blindagem produziu melhor colimação em detrimento das contagens totais. Além disso, à medida que a distância D entre o duto e o detector aumentava, menos contagens eram detectadas para amostras mais espessas. O autor conclui que uma fração de alteração de 1 mm na espessura da incrustação pode ser detectada em um tempo de contagem muito curto.

2.5.1.4 Técnica de raios gama por captura de nêutrons

Para a aplicação da técnica de raios gama por captura de nêutrons Abdul-majid (2013) montou o arranjo experimental mostrado na Figura 16. A mesma fonte de nêutrons $^{241}\text{Am-Be}$ foi usada em conjunto com o detector de Ge de alta pureza

(HPGe), conectado a um analisador multicanal e componentes eletrônicos nucleares associados.

Figura 16 - Configuração para medição de incrustação de hidrocarbonetos por raios gama de captura de nêutrons

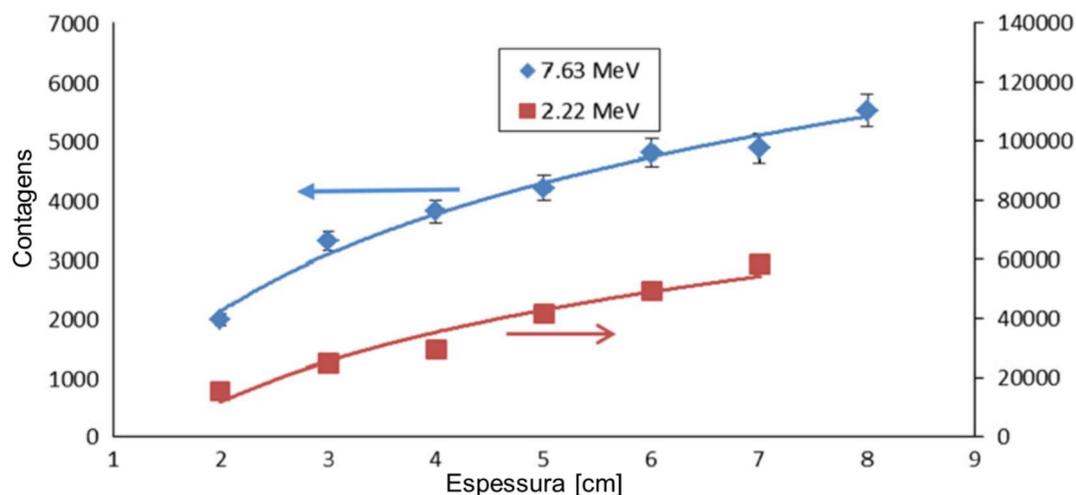


Fonte: Abdul-majid (2013)

Uma camada de parafina de 10 cm de espessura envolveu a fonte e uma camada de água de 10 cm de espessura foi colocada em torno de três lados do duto, conforme mostrado na Figura 16, para moderar os nêutrons rápidos, aumentando a probabilidade de captura de nêutrons na posição do duto. Blocos de chumbo com 10 cm de espessura foram colocados entre a fonte e o detector para interromper os raios gama vindos diretamente da fonte e do moderador de parafina. Chumbo também foi colocado sob a instalação para impedir a captura de raios gama vindos do piso de concreto, uma vez que a água no concreto contém átomos de hidrogênio que emitiriam raios gama capaz de interferir no sinal a ser medido dos átomos de hidrogênio da incrustação orgânica. A energia do sistema foi calibrada usando várias fontes conhecidas, tais como ^{137}Cs e ^{60}Co e raios gama de captura de nêutrons de H (2,223 MeV), Fe (7,632 MeV) e C (4,945 MeV).

Utilizando o arranjo experimental da Figura 16, o autor informa que mediu ao mesmo tempo, durante 1 hora os 7,63 MeV emitidos pelo ferro da espessura do duto (16 cm de diâmetro e com espessuras variáveis) e os 2,23 MeV emitidos pelo hidrogênio das espessuras de parafina, tendo plotado os resultados no gráfico mostrado na Figura 17.

Figura 17 – Contagens líquidas do pico de escape único de 7,63 MeV do ferro e de 2,23 MeV do hidrogênio em duto com diferentes camadas de parafina



Fonte: Abdul-majid (2013)

Segundo Abdul-majid (2013), para um aumento de espessura da parede do duto de 4 mm, as contagens caíram cerca de 17% por dois motivos: em primeiro lugar, a fração de nêutrons lentos retroespalhados que são absorvidos pelas paredes do duto de ferro aumenta com a espessura do ferro; em segundo lugar, à medida que a espessura da parede aumenta, a distância entre a incrustação de parafina e o detector também aumenta. Isso resulta em uma maior probabilidade de que os nêutrons se espalhem e não alcancem o detector.

Para aplicações práticas, o autor informa a necessidade de um conjunto de curvas semelhantes às mostradas na Figura 17 em diferentes espessuras de parede de duto e parafina.

Duas observações feitas pelo autor são as de que a redução na sensibilidade de contagem sempre pode ser compensada pela extensão do tempo de contagem e que se o sistema for usado para inspeção on-line, o fluxo de fluido orgânico precisa ser interrompido para que os sinais do fluido não interfiram com os sinais da incrustação.

A principal vantagem da técnica de captura de nêutrons de raios gama sobre a técnica da retrodifusão de nêutrons, segundo o autor é que a primeira fornece informações simultâneas sobre a espessura da incrustação e a corrosão da parede do duto.

Para medições mais precisas ou mais rápidas o autor propõe o uso de fontes de atividade mais altas sob a justificativa de que fontes de nêutrons com atividades

muito mais altas são usadas para aplicações de campo, como perfilagem de poços de petróleo, além de que na radiografia gama industrial, fontes de aproximadamente $3,7 \times 10^{12}$ Bq de ^{192}Ir são usadas.

2.6 A RADIAÇÃO GAMA

A radiação com energia suficiente para ionizar átomos na matéria é chamada de radiação ionizante. Isso inclui tanto a radiação eletromagnética, como os raios γ e os raios x, quanto as partículas energéticas, como as partículas α e β . Os nêutrons, embora não sejam diretamente ionizantes, produzem radiação ionizante secundária (JOHANSEN; JACKSON, 2004).

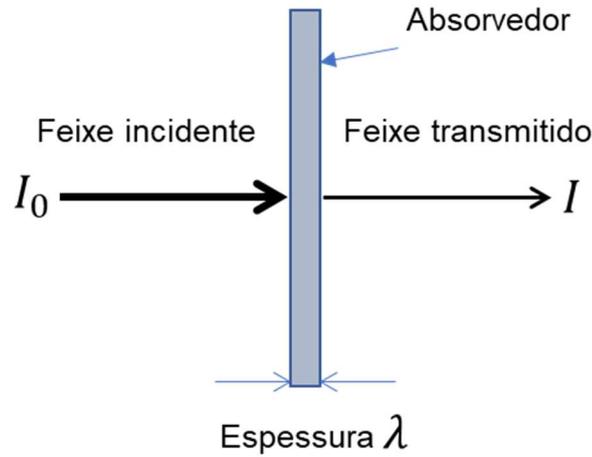
A maioria dos modos de decaimento nuclear encontrados não são desintegrações de etapa única, ou seja, não é um simples decaimento de um núcleo pai para um núcleo filho. Segundo Johansen e Jackson (2004), para todos eles, o núcleo filho geralmente tem alguma energia residual e é deixado em um estado excitado, em que a mudança para o estado fundamental geralmente envolve a emissão de um raio gama.

Segundo Tauhata et al. (2014), a radiação gama é de natureza eletromagnética e devido ao seu caráter ondulatório, ausência de carga e massa de repouso pode penetrar em um material, percorrendo grandes espessuras antes de sofrer a primeira interação. Este poder de penetração depende da probabilidade de interação para cada tipo de evento, que pode absorver ou espalhar a radiação incidente.

2.6.1 Atenuação da radiação gama

A atenuação de um feixe estreito e paralelo de fótons monoenergéticos penetrando uma fina placa de material homogêneo (Figura 18) segue a lei de decaimento exponencial de Lambert-Beer (JOHANSEN; JACKSON, 2004), de acordo com a Equação 1.

Figura 18 - Radiação gama atenuada por um material homogêneo



Fonte: Tauhata et al. (2014). Adaptado

$$I = I_0 e^{-\mu\lambda} \quad (1)$$

Onde I é a intensidade do feixe transmitido, I_0 é a intensidade do feixe inicial ou incidente, λ é a espessura do absorvedor e μ é o coeficiente de atenuação linear (geralmente com unidade cm^{-1}), o qual expressa a probabilidade de interação do fóton por unidade de comprimento do caminho no absorvedor.

De acordo com Johansen e Jackson (2004), o coeficiente de atenuação linear é fortemente dependente da energia de radiação, da densidade e do número atômico do absorvedor. Ele é a soma das contribuições de vários mecanismos de interação independentes: a absorção fotoelétrica (μ_τ), espalhamento Compton (μ_σ), produção de pares (μ_κ) e espalhamento Rayleigh ($\mu_{\sigma R}$). Ainda de acordo com o autor, na literatura existe alguma confusão em relação aos termos “coeficiente de atenuação linear” e “seção transversal” já que muitas vezes são considerados idênticos. O referido autor explica que a seção transversal, no entanto, fornece a probabilidade de interação por átomo alvo e está relacionada ao coeficiente de atenuação linear conforme a Equação 2.

$$\mu = \mu_\tau + \mu_\sigma + \mu_\kappa + \mu_{\sigma R} = \frac{N_A}{A} \rho (\tau + \sigma + \kappa + \sigma_R) = \frac{N_A}{A} \rho \sigma_{TOT} = n \sigma_{TOT} \quad (2)$$

onde τ , σ , κ e σ_R são as seções transversais dos respectivos mecanismos de interação, e σ_{TOT} é a soma destes. Sua unidade é barn, que é igual a 10^{-24} cm^2 . Além disso, N_A é o número de Avogadro, n é o número de átomos por unidade de volume, A é a massa atômica média (ou peso molecular molar) do material em unidades de u e ρ sua densidade.

De acordo com Knoll (2010), o uso do coeficiente de atenuação linear é limitado pelo fato de variar com a densidade do absorvedor, embora o material do absorvedor seja o mesmo. Portanto, o coeficiente de atenuação de massa é muito mais amplamente utilizado e é definido conforme Equação 3.

$$\mu_M = \frac{\mu}{\rho} \quad (3)$$

A unidade de μ_M é cm^2/g . Com isso, a Equação 1 pode ser reescrito na forma da Equação 4.

$$I = I_0 e^{-\mu\lambda} = I_0 e^{-\mu_M \rho \lambda} \quad (4)$$

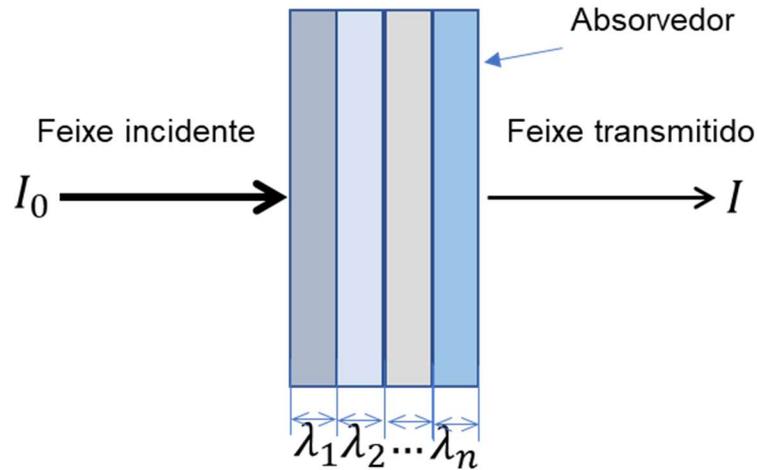
No caso de uma mistura homogênea de n elementos, o coeficiente de atenuação de massa total pode ser encontrado segundo a Equação 5 (JOHANSEN; JACKSON, 2004):

$$\mu_{M \text{ mix}} = \left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{\text{mix}} = \sum_{i=1}^n w_i \left(\frac{\mu}{\rho}\right)_i = w_1 \left(\frac{\mu}{\rho}\right)_1 + w_2 \left(\frac{\mu}{\rho}\right)_2 + \dots + w_n \left(\frac{\mu}{\rho}\right)_n \quad (5)$$

onde as frações em peso w_i e os coeficientes de atenuação de massa $\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_i$ dos diferentes componentes da mistura são conhecidos.

Tratando-se de um material composto por n camadas de elementos e espessuras diferentes (Figura 19), a intensidade I do feixe transmitido é dado pela Equação 6 (TAUHATA et al., 2014).

Figura 19 - Radiação gama atenuada por um material de n camadas.



Fonte: Tauhata et al. (2013). Adaptado

$$I = I_0 e^{-\sum_{i=1}^n \mu_i \lambda_i} \quad (6)$$

Considerando as Equações 4 e 5, a Equação 6 se torna:

$$I = I_0 e^{-\sum_{i=1}^n (\mu_{M\text{ mix}})_i \lambda_i} \quad (7)$$

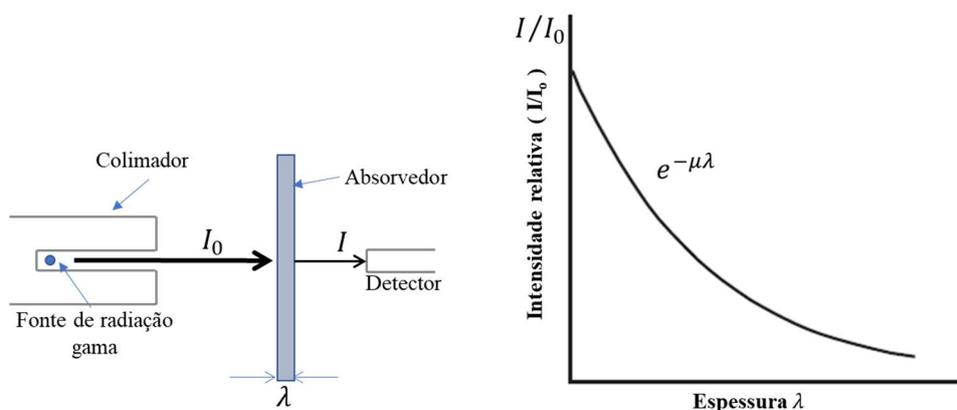
2.6.2 Transmissão da radiação gama

Da Lei de Lambert-Beer (Equação 1) e de acordo com Knoll (2010), a intensidade relativa é a razão entre o número de fótons transmitidos I e o número de fótons incidente I_0 conforme a Equação 8.

$$\frac{I}{I_0} = e^{-\mu \lambda} \quad (8)$$

A Figura 20 mostra um feixe estreito de fótons monoenergéticos de uma fonte de radiação gama colimada atingindo um detector depois de passar por um material absorvedor de espessura variável.

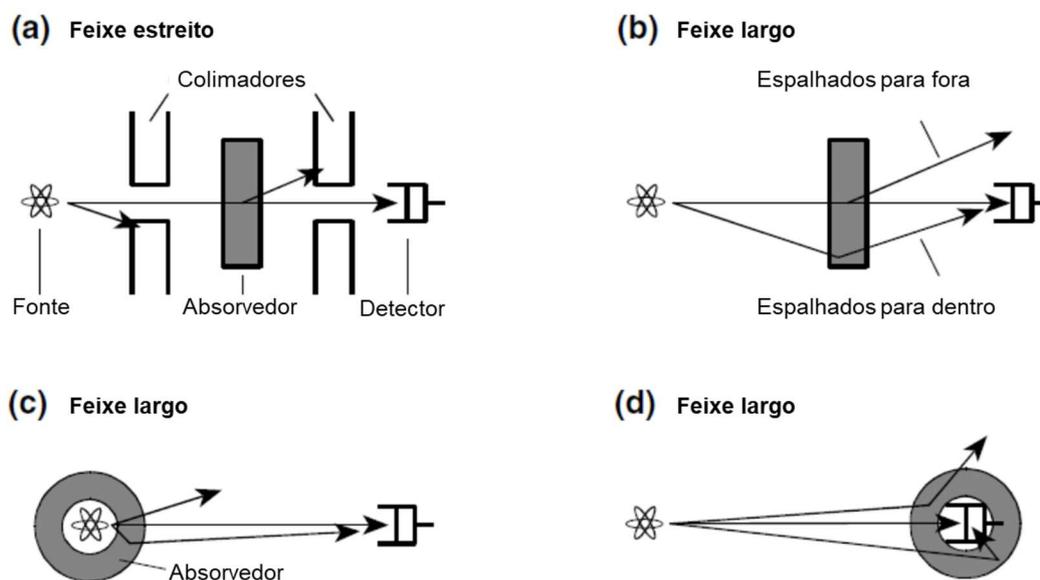
Figura 20 - Representação da curva de transmissão exponencial da radiação gama para feixe monoenergético



Fonte: Knoll (2010). Adaptado

De acordo com a Equação 8 o resultado deve ser uma curva exponencial da espessura λ versus a intensidade relativa $\frac{I}{I_0}$. Contudo, segundo Johansen e Jackson (2004), a configuração de feixe estreito é referida como boa geometria e raramente é alcançada em um sistema de medição realista, pois uma porção dos fótons que interagem fora do feixe definido pela geometria da fonte/detector é espalhada em direção à abertura do detector e contribui para a intensidade medida. Sempre que uma fração significativa dos fótons espalhados ou secundários atinge o detector, o arranjo é chamado de feixe largo ou geometria ruim (Figura 21).

Figura 21 - Exemplo de feixe estreito ou boa geometria (a). Exemplos típicos de atenuação de feixe largo ou geometria ruim são ilustrados em (b), (c) e (d).



Fonte: Johansen e Jackson (2004). Adaptado

Segundo Knoll (2010), em uma medição de feixe estreito ou boa geometria, a característica essencial é que apenas os raios gama da fonte que escapam da interação no absorvedor podem ser contados pelo detector. Como o detector pode responder a raios gama diretamente da fonte, a raios gama que chegam nele depois de se espalharem no absorvedor ou a outros tipos de radiação de fótons secundários, muitos tipos de detectores serão incapazes de distinguir entre essas possibilidades, de modo que o sinal do detector medido será maior do que o registrado sob condições equivalentes de boa geometria. As condições que levam à atenuação exponencial simples (Figura 20) são, portanto, violados nas medições de feixe largo ou geometria ruim por causa da contribuição adicional dos raios gama secundários. Para resolver isso, segundo o autor é introduzido o fator $B(\lambda, E_\gamma)$, chamado fator de acúmulo (buildup, do inglês). A Equação 1 torna-se:

$$\frac{I}{I_0} = B(\lambda, E_\gamma)e^{-\mu\lambda} \quad (9)$$

Onde λ é a espessura do material absorvedor e E_γ é a energia do fóton de radiação gama.

Knoll (2010) informa que na Equação 9, o termo exponencial é mantido para descrever a maior variação da taxa de contagem de raios gama com a espessura do absorvedor, e o fator de acúmulo é introduzido como uma simples correção multiplicativa. A magnitude do fator de acúmulo depende do tipo de detector de raios gama usado, pois isso afetará o peso relativo dado aos raios gama diretos e secundários. O autor acrescenta que esse acúmulo também depende da geometria específica do experimento e como regra geral, o fator de acúmulo para absorvedores de placas grossas tende a ser aproximadamente igual à espessura do absorvedor medida em unidades de caminho livre médio dos raios gama incidentes, desde que o detector responda a uma ampla faixa de energia de raios gama.

Segundo Johansen e Jackson (2004) quando existe uma boa geometria da experiência, o fator de acumulação é igual a 1. Caso contrário, ele não pode ser calculado analiticamente e deve ser determinado a partir de experimentos, simulações ou modelos deles.

2.6.3 Medição da radiação gama

O decaimento radioativo é um processo aleatório. Consequentemente, qualquer medida baseada na observação da radiação emitida no decaimento nuclear está sujeita a algum grau de flutuação estatística. Essas flutuações inerentes representam uma fonte inevitável de incerteza em todas as medições nucleares e muitas vezes podem ser a fonte predominante de imprecisão ou erro (KNOLL, 2010).

Todos os resultados de medição são duplos: o valor medido e sua incerteza. O primeiro pode ser considerado uma estimativa do valor verdadeiro do mensurando, enquanto o segundo é uma expressão de quão precisa é essa estimativa (JOHANSEN; JACKSON, 2004).

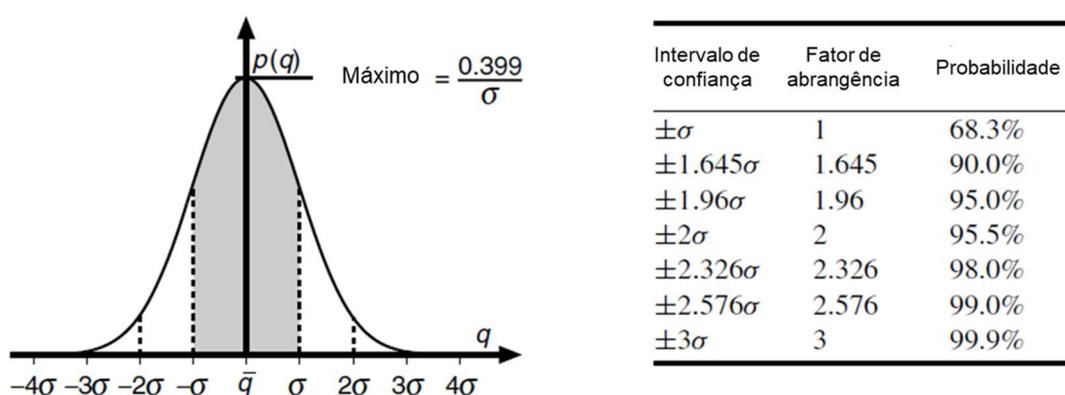
Dois conceitos inerentes às medidas que contém incerteza são a exatidão e a precisão. Segundo Johansen e Jackson (2004), a exatidão é definida como a proximidade da concordância entre o resultado de uma medição e o valor verdadeiro do que está sendo medido. Já a precisão é um conceito qualitativo que está relacionado às flutuações estatísticas.

O erro de medição é definido como o resultado da medição menos um valor verdadeiro do mensurando. Segundo Johansen e Jackson (2004), o erro é, portanto,

um conceito quantitativo, mas na prática impossível de especificar porque o verdadeiro valor por natureza é indeterminado. Ainda segundo o autor, o erro é usado como uma expressão da incerteza de medição, que, fechando o círculo, é uma estimativa do erro.

A emissão aleatória de radiação segue a distribuição de Poisson, desde que o tempo de observação seja pequeno em comparação com a meia-vida da fonte. Para muitas contagens, a distribuição gaussiana também descreve adequadamente o processo de emissão (JOHANSEN; JACKSON, 2004). A distribuição na Figura 22 é a distribuição gaussiana ou normal de $p(q)$.

Figura 22 - Distribuição normal dos valores observados em uma medição q



Fonte: Johansen e Jackson (2004). Adaptado

A incerteza padrão de uma estimativa do valor verdadeiro é geralmente definida como um desvio padrão (σ) da média de todos os valores observados de q . Isso significa, de acordo com a Figura 22, que existe uma probabilidade de 68,3% de que um valor medido esteja dentro do intervalo de confiança de $-\sigma$ a σ . Ou seja, 68,3% de todas as observações estarão dentro desse intervalo. O fator de abrangência (k) é unitário neste caso. Em algumas situações é preferível usar a incerteza expandida da medição. Isso é definido no intervalo de confiança com $k = 2$, ou seja, -2σ a 2σ , correspondendo a 95,5% de probabilidade de que o valor medido esteja nesse intervalo (JOHANSEN; JACKSON, 2004).

A distribuição da energia medida de uma linha de emissão de raios gama em um espectro PHA (Analisador de Altura de Pulso, sigla do inglês) é uma normal ou gaussiana. Devido à natureza aleatória da emissão da radiação, o tempo entre as sucessivas desintegrações do radioisótopo não é constante. Isso significa que,

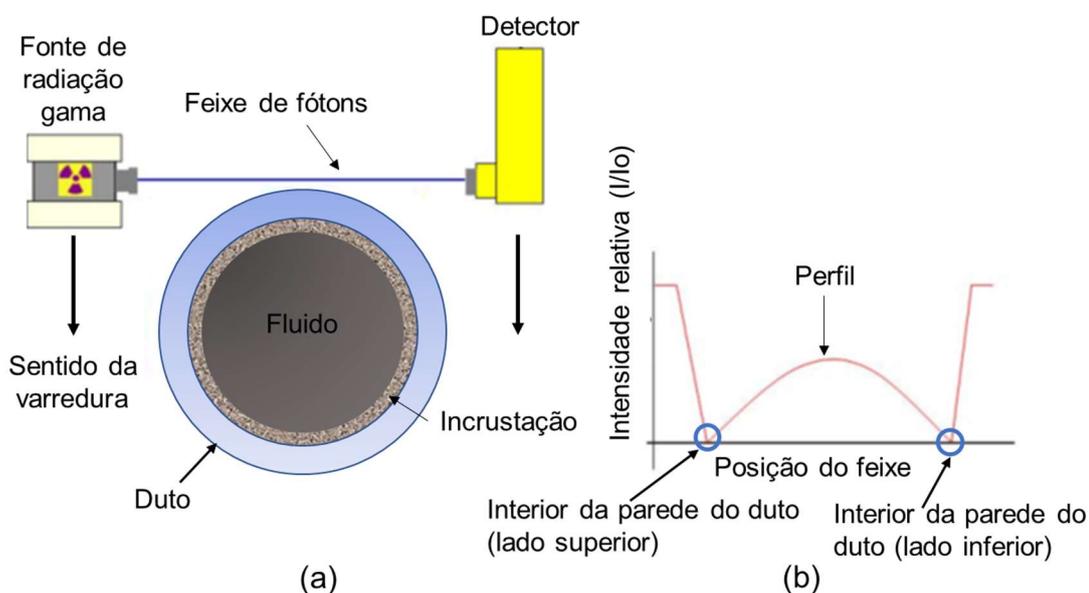
mesmo que o número de contagens em um tempo limitado seja medido com muita precisão por um sistema de contagem em modo de pulso, é apenas uma estimativa do número médio real de emissões no período de contagem. Portanto, também tem uma incerteza correspondente (JOHANSEN; JACKSON, 2004).

A próxima seção define a técnica nuclear que será utilizada neste estudo.

2.7 TÉCNICA DE PERFILAGEM POR TRANSMISSÃO DA RADIAÇÃO GAMA

Essa técnica consiste em mover um sistema fonte-detector ao longo da seção transversal de um duto para o feixe de radiação gama fazer uma varredura mediante um passo pré-estabelecido (Figura 23a). Para cada posição é registrado a contagem de fótons ou a intensidade relativa (I/I_0). De posse de todas as contagens gera-se um gráfico de perfil (Figura 23b).

Figura 23 - Técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama



Fonte: Beserra (2012). Adaptado

De acordo com o gráfico da Figura 23, a intensidade relativa (I/I_0) varia de acordo com a posição do feixe de fótons ao longo da seção transversal do duto. Isso porque ao atravessar diferentes materiais, o feixe será atenuado de acordo com a densidade e o tamanho do caminho percorrido em cada material (seções 2.6.1 e 2.6.2). No caso de perfilagem de oleoduto, a atenuação será maior ao percorrer o

interior de sua parede, tanto no lado superior quanto no inferior, conforme destacado pelos círculos azuis da Figura 23b.

Mccaw, Hulbert e Smith (1975) foram um dos primeiros a publicar sobre a utilização dessa técnica na indústria, quando eles a utilizaram para inspecionar plantas de torres de água pesada de 8,5 m de diâmetro e espessura de 8,9 cm de parede, onde utilizou uma fonte de ^{60}Co . Trabalhos mais recentes pesquisados sobre a técnica mostram seu uso em medição da espessura de parede de duto e inspeção de colunas de refrigeração (CARNEIRO JUNIOR, 2005), detecção e medição de incrustação de sulfato de bário (BaSO_4) em dutos de petróleo (MARINHO et al., 2008; BESERRA, 2012; SOARES, 2014; OLIVEIRA et al., 2015; TEIXEIRA, 2018), tomografia de peça metálica no interior de duto (GUEDES, 2016), detecção de parafina nas paredes internas de dutos de petróleo (KOPTEV; KOPTEVA, 2017) e inspeção de dutos flexíveis de petróleo (FERREIRA, 2021).

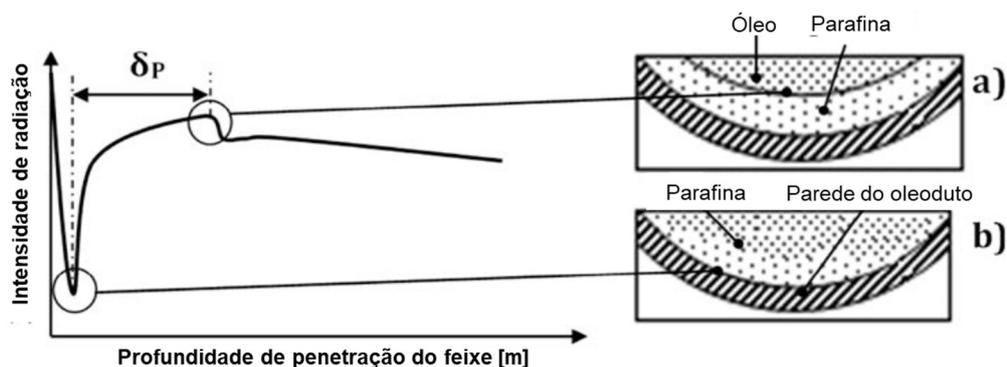
Em geral, a transmissão de raios gama é aplicável para comprimentos de caminho entre 2 e 200 cm, aproximadamente, e as fontes de radioisótopos mais utilizadas são ^{241}Am , ^{133}Ba , ^{137}Cs , ^{60}Co e ^{192}Ir (JOHANSEN; JACKSON, 2004). Essa faixa de medida abrange a maioria dos diâmetros dos oleodutos utilizados na indústria de petróleo e gás (ESTEFEN, 1997).

Johansen e Jackson (2004) informam que a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama fornece uma precisão limitada quando se move manualmente o conjunto fonte-detector. Segundo Johansen e Jackson (2004), para uma maior precisão utiliza-se sistemas de varredura automática que geralmente são baseados em motores de passo com engrenagens apropriadas e mecanismos de realimentação de posição. Uma varredura de precisão é mais prontamente realizada com fontes de baixa energia porque elas requerem menos blindagem e, portanto, têm menos massa para serem movidas.

Um achado interessante com o uso dessa técnica está no experimento realizado por (KOPTEV; KOPTEVA, 2017), os quais comprovaram a diferença entre as densidades da camada de parafina e do óleo que flui através do oleoduto e a capacidade do sensor de radioisótopos (conjunto fonte-detector) em detectar a parafinação do oleoduto. O experimento consistiu em mover o sensor de radioisótopo a uma velocidade predeterminada ao longo do eixo vertical da tubulação com espessura conhecida de depósitos de parafina e registrar o tempo de ocorrência de saltos na intensidade medida que são típicos de uma mudança no

meio controlado. O diagrama obtido das mudanças na intensidade medida dependendo da profundidade de penetração e do ponto transversal da tubulação, para o qual os saltos são típicos, é apresentado na Figura 24.

Figura 24 - Saltos típicos previstos durante varredura da seção transversal de um oleoduto com depósito de parafina em sua parede interna



Fonte: (KOPTEV; KOPTEVA, 2017). Adaptado

A vantagem dessa técnica em relação às técnicas de retrodifusão de nêutrons e de raios gama por captura de nêutrons (seções 2.5.1.3 e 2.5.1.4) é o uso de fonte de radioisótopo de menor energia. Segundo (JOHANSEN; JACKSON, 2004), na aplicação da técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama há uma tendência de usar fontes de raios gama de baixa energia, mesmo embora muitas vezes haja necessidade de se aplicar janelas de radiação de baixa atenuação. A vantagem de usar energia mais baixa, segundo esse autor é basicamente maior sensibilidade, colimação e blindagem mais eficientes e menos dose irradiada para o ambiente.

Sua limitação, no entanto, diz respeito às condições do óleo durante a perfilagem. Segundo (SOARES, 2014), a mistura transportada pelo oleoduto é na verdade uma mistura heterogênea e variante no tempo, consequência da mudança das proporções das fases óleo, água de produção, água intersticial e gases, fazendo com que o coeficiente de atenuação total sofra variações como consequência da variação do coeficiente de atenuação da parcela do fluido que transita no oleoduto. Tratando dessa questão, (KOPTEVA; STARSHAYA, 2016) informam que o fato de a composição do óleo de um poço não ser constante no tempo acarreta uma incompatibilidade frequente entre a recente medida e a atual situação com as fases da corrente de óleo, exigindo a criação de um dispositivo capaz de monitorar de

forma contínua os produtos do óleo, incluindo medida da densidade e taxa da corrente de óleo, bem como detectar depósitos nas paredes internas do duto.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Os dois principais componentes para o desenvolvimento deste estudo são a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama e o código computacional MCNP6 (Monte Carlo N-Particle version 6, sigla em inglês). Esta seção faz uma breve descrição do método de Monte Carlo, base de origem do MCNP6 que será descrito na subseção 3.1.1.

3.1 O MÉTODO DE MONTE CARLO

O método de Monte Carlo é uma ferramenta matemática comumente utilizada em diversos segmentos da ciência e da engenharia para simular problemas que podem ser representados por processos estocásticos. Assim, ele pode ser descrito como um método estatístico, no qual se utiliza uma sequência de números aleatórios para a realização de uma simulação (YORIYAZ, 2009).

Devido à sua natureza aleatória, o transporte de radiação através de materiais é um processo complexo geralmente impossível de resolver analiticamente. Os métodos Monte Carlo simulam as trajetórias aleatórias de partículas individuais (por exemplo, fótons) usando números pseudoaleatórios gerados por computador para amostrar as distribuições de probabilidade que governam os processos físicos envolvido. Através da simulação de um grande número de trajetórias, pode-se obter informações sobre valores médios de grandezas macroscópicas, como deposição de energia em volumes pré-definidos, por exemplo, em um detector de radiação. Além disso, uma vez que se seguem as histórias das partículas individuais, o método pode ser usado para obter informações sobre as flutuações estatísticas de tipos particulares de eventos (JOHANSEN; JACKSON, 2004).

Qualquer cálculo de Monte Carlo é iniciado com a criação de um modelo que representa o sistema real de interesse. A partir de então, simulam-se as interações da radiação com este modelo por meio de amostragens aleatórias das PDF (Funções Densidades de Probabilidade, sigla em inglês) que caracterizam esse processo físico. À medida que o número de histórias das partículas simuladas aumenta, melhora-se a qualidade do comportamento médio do sistema, caracterizado pela diminuição das incertezas estatísticas das grandezas de interesse. Entretanto, este método é qualificado pela impraticabilidade em se obter a

solução exata do problema, mas o que se espera é uma boa estimativa do valor exato à medida que um número suficientemente grande de amostragens é processado. Este aspecto explica a relação do aumento do uso dessa técnica concomitantemente ao avanço tecnológico na área computacional (YORIYAZ, 2009).

Há uma variedade de códigos de simulação Monte Carlo disponíveis, mas todos eles têm em comum quatro componentes principais: A interface de definição de geometria, os dados de seção transversal (ou seção de choque) para todos os processos considerados na simulação, os algoritmos usados para o transporte de radiação e, finalmente, a interface para análise das informações obtidas durante a simulação (JOHANSEN; JACKSON, 2004).

A seguir uma breve descrição do código de simulação Monte Carlo utilizado nesta pesquisa.

3.1.1 Código MCNP6

O código MCNP (Monte Carlo N-Particle, sigla em inglês) é uma ferramenta de simulação tridimensional de uso geral que transporta 37 tipos diferentes de partículas para criticidade, blindagem, dosimetria, resposta do detector e muitas outras aplicações (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013).

O MCNP6 versão 1.0, liberado em maio de 2013, poderia ser descrito de maneira simples e precisa como a combinação dos recursos do MCNP5 e MCNPX, mas é muito mais do que a soma desses dois códigos de computador. O MCNP6 é o resultado de seis anos de esforços das equipes de desenvolvimento de código MCNP5 e MCNPX e incorpora um conjunto de novas possibilidades e recursos para a simulação computacional não encontrados nas versões anteriores (GOORLEY et al., 2013).

Informações sobre como utilizar o código MCNP6 estão no Manual MCNP6.1 disponibilizado pelo Laboratório Nacional de Los Alamos (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013). As seções seguintes descrevem as informações necessárias para atender os objetivos deste trabalho.

3.1.1.1 Função Densidade de Probabilidade (PDF)

Os resultados de Monte Carlo são obtidos por amostragem de possíveis caminhos aleatórios e atribuindo uma pontuação x_i (por exemplo, $x_i =$ energia depositada pelo i -ésimo caminho aleatório) para cada caminho aleatório, os quais normalmente produzirão uma variedade de pontuações, dependendo do tipo de contagem (tally, do inglês) selecionado e da redução de variância escolhida (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013). A resposta verdadeira (ou média) é o valor esperado de x , $E(x)$, conforme Equação 10.

$$E(x) = \int xf(x)dx \quad (10)$$

A função $f(x)$ é chamada função de densidade de probabilidade (PDF) que raramente é explicitamente conhecida, sendo amostrada implicitamente pelo processo de caminhos aleatórios de Monte Carlo. A verdadeira média então é estimada pela média amostral \bar{x} (Equação 11).

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (11)$$

onde x_i é o valor de x selecionado de $f(x)$ para a i -ésima história e N é o número de histórias calculadas no problema. O valor \bar{x} é, portanto, a média de Monte Carlo, isto é, o valor médio das pontuações x_i para todas as histórias calculadas no problema. A relação entre $E(x)$ e \bar{x} é dada pela Lei Forte dos Grandes Números que afirma que se $E(x)$ é finito, \bar{x} tende ao limite $E(x)$ conforme N se aproxima do infinito.

Nessa pesquisa, o valor de \bar{x} representa a intensidade relativa ($\frac{I}{I_0}$) abordada na seção 2.6.2.

A variância da população de valores x é uma medida da dispersão desses valores e é dada pela Equação 12.

$$\sigma^2 = \int (x - E(x))^2 f(x)dx = E(x^2) - (E(x))^2 \quad (12)$$

A raiz quadrada da variância é σ , que é o desvio padrão da população de pontuações. Assim como $E(x)$, σ raramente é conhecido, mas pode ser estimado por Monte Carlo como S (para N grande) dado pela Equação 13.

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N - 1} \approx \overline{x^2} - \bar{x}^2 \quad (13)$$

Em que $\overline{x^2}$ é dado pela Equação 14.

$$\overline{x^2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^2 \quad (14)$$

A quantidade S é o desvio padrão estimado da população de x com base nos valores de x_i que foram realmente amostrados. A variância estimada de \bar{x} é dada pela Equação 15.

$$S_{\bar{x}}^2 = \frac{S^2}{N} \quad (15)$$

O desvio padrão estimado da média \bar{x} é, portanto (Equação 16)

$$S_{\bar{x}} = \sqrt{\frac{S^2}{N}} = \frac{S}{\sqrt{N}} \quad (16)$$

É importante observar que $S_{\bar{x}}$ é proporcional a $\frac{1}{\sqrt{N}}$, que é a desvantagem inerente ao método de Monte Carlo. Para reduzir pela metade $S_{\bar{x}}$, quatro vezes o número original de histórias deve ser calculado, um cálculo que pode ser computacionalmente demorado. A quantidade também pode ser reduzida para um N especificado tornando S menor, reduzindo a dispersão inerente dos resultados da contagem, que pode ser feito usando técnicas de redução de variância.

3.1.1.2 Contagens de partículas (*tally*)

No código MCNP6 o número de histórias é definido no arquivo de entrada pela variável NPS (Number of Particles Started, sigla do inglês), que representa o

número de partículas ou fótons emitidos pela fonte na simulação. O cálculo fornecido pelo código é normalizado pelo NPS, ou seja, pelo número de partículas da fonte, cuja normalização padrão é 1. Dessa forma uma normalização pelo número de histórias é feita nos resultados para que as médias esperadas sejam independentes do número de partículas da fonte realmente iniciadas no cálculo do MCNP.

Para especificar no código o que se deseja do cálculo de Monte Carlo (por exemplo, quantidade de partículas que atravessa uma superfície, fluxo de partículas em um ponto etc.) são utilizados os cartões de contagens (tally card, do inglês). Isso é feito especificando-se o tipo de *tally* no arquivo de entrada por meio do mnemônico $F_n:pI S_1 \dots S_k$, onde:

n = número do *tally*, que varia de 1 a 8

pl = N (Nêutron) ou P (Fótons) ou N (Nêutron), P (Fótons) ou E (Elétrons)

S_i = número da superfície ou célula onde será feito a contagem

A Figura 25 é um recorte de um arquivo de saída padrão, que traz o exemplo da utilização do *tally* F1:p 8, o qual forneceu o valor médio das contagens (normalizado) e erro estimado do número de fótons cruzando a superfície 8, para 10 milhões de histórias.

Figura 25 – Recorte do arquivo de saída do MCNP6 mostrando resultados do *tally* F1

```

1tally      1      nps = 10000000
tally type 1  number of particles crossing a surface.
particle(s): photons

surface 8
angle bin:  -1.          to 0.00000E+00 mu
              7.94000E-05 0.0355

surface 8
angle bin:  0.00000E+00 to 1.00000E+00 mu
              4.95570E-03 0.0045
  
```

Annotations in the image:

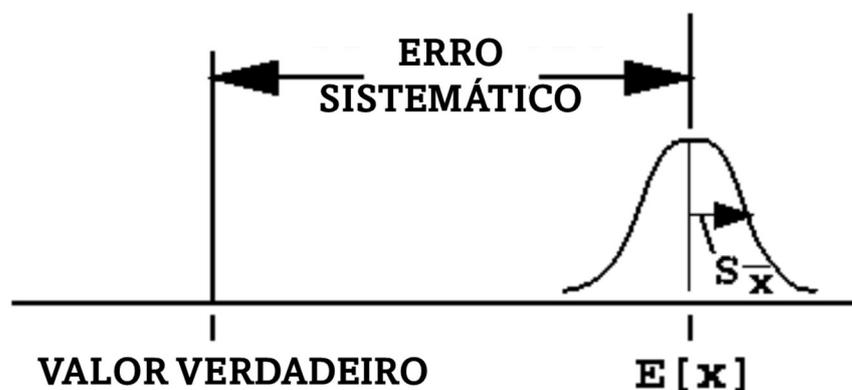
- Nº de histórias: points to `nps = 10000000`
- Especificação do tally: points to `tally type 1 number of particles crossing a surface.`
- Especificação da partícula: points to `particle(s): photons`
- Contagens: points to `4.95570E-03`
- Erro estimado: points to `0.0045`

Fonte: O Autor (2023)

3.1.1.3 Precisão e exatidão

Existe uma diferença extremamente importante entre precisão e exatidão de um cálculo de Monte Carlo (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013). Conforme ilustrado na Figura 26, a precisão é a incerteza causada pelas flutuações estatísticas dos x_i . Já a exatidão é uma medida de quão próximo o valor esperado de $E(x)$ está da verdadeira quantidade física que está sendo estimada. A diferença entre esse valor verdadeiro e $E(x)$ é chamada de erro sistemático, que raramente é conhecido.

Figura 26- Representação da precisão e exatidão de um cálculo de Monte Carlo



Fonte: Los Alamos National Laboratory (2013). Adaptado

As estimativas de erro ou incerteza para os resultados dos cálculos de Monte Carlo referem-se apenas à precisão do resultado e não à exatidão. É bem possível calcular um resultado altamente preciso que está longe da verdade física porque a natureza não foi modelada fielmente (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013).

3.1.1.4 Estimação de Erros

O resultado do *tally* escolhido é impresso no arquivo de saída acompanhado do erro relativo R definido conforme a Equação 17 (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013).

$$R = \frac{S_{\bar{x}}}{\bar{x}} \quad (17)$$

Segundo Los Alamos National Laboratory (2013), o R é um número conveniente porque representa a precisão estatística como um resultado fracionário em relação à média estimada. Para um *tally* bem-comportado, R será proporcional a $\frac{1}{\sqrt{N}}$.

As diretrizes para interpretar a qualidade do intervalo de confiança para vários valores de R estão listadas na Tabela 5.

Tabela 3 - Diretrizes para interpretar o erro relativo R

Faixa de R	Qualidade do <i>tally</i>
0,5 a 1,0	Desprezível
0,2 a 0,5	Pouco significativo
0,1 a 0,2	Questionável
0,05 a 0,1	Geralmente confiável
<0,05	Geralmente confiável para detectores pontuais

Fonte: Los Alamos National Laboratory (2013). Adaptado

Neste estudo será considerado um $R < 0,01$ para que a detecção de parafina esteja dentro de um intervalo de confiança igual ou maior que um desvio padrão.

3.1.1.5 Formação de intervalos de confiança estatisticamente válidos

O objetivo final de um cálculo de Monte Carlo é produzir um intervalo de confiança válido para cada compartimento de *tally* (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013).

No arquivo de saída, o MCNP imprime os resultados de 10 (dez) verificações estatísticas do *tally*.

As quantidades envolvidas nestas verificações são, além da média estimada (\bar{x}) e do erro (R), a variância da variância (VOV), a figura de mérito (FOM) e a inclinação (SLOPE) da PDF. Em uma tabela esses resultados são resumidos no final da saída para todas as contagens, as quais são (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013):

1. Um comportamento não monotônico (sem tendência para cima ou para baixo) na média estimada (\bar{x}) em função do número de histórias N para a última metade do problema;

2. Uma magnitude aceitável do erro (R) estimado da média estimada ($< 0,05$ para uma contagem de detector pontual ou $< 0,10$ para uma contagem de detector não pontual);
3. Um erro (R) monotonicamente decrescente em função do número de histórias N para a última metade do problema;
4. Uma diminuição $\frac{1}{\sqrt{N}}$ no erro (R) em função de N para a última metade do problema;
5. A magnitude do VOV estimado deve ser inferior a $0,10$ para todos os tipos de registros;
6. Um VOV monotonicamente decrescente em função de N para a última metade do problema;
7. Uma diminuição de $1/N$ no VOV em função de N para a última metade do problema;
8. Um valor estatisticamente constante do FOM em função de N para a última metade do problema;
9. Um comportamento não monotônico no FOM em função de N para a última metade do problema;
10. O SLOPE dos 25 a 201 maiores pontuações de histórias positivas x deve ser maior que $3,0$ de modo que o segundo momento $\int_{-\infty}^{\infty} x^2 f(x) dx$ exista se o SLOPE for extrapolado para o infinito, em que $f(x)$ é a PDF (função de densidade de probabilidade).

No Apêndice B é mostrado recortes de um arquivo de saída destacando os resultados das 10 verificações, a formação dos intervalos de confiança, o valor médio das contagens e seu erro estimado e a caixa TFC (Tally Fluctuation Charts, sigla do inglês).

Segundo Los Alamos National Laboratory (2013), passar em todas as verificações deve fornecer garantia adicional de que quaisquer intervalos de confiança formados para um resultado da caixa TFC cobrirão o resultado esperado na fração correta do tempo. No mínimo, os resultados dessas verificações fornecem ao usuário mais informações sobre o comportamento estatístico do resultado na caixa TFC de cada registro.

A seguir, um resumo das principais características dos arquivos de entrada (interface) para a simulação computacional.

3.1.1.6 Estrutura do arquivo de entrada para simulação

Para realizar uma simulação no código MCNP6 deve-se elaborar um arquivo de entrada segundo o modelo do código contendo todas as informações para descrever o problema, quais sejam (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013):

- Cartões de células (cell cards, do inglês), onde são descritos os dados da geometria do problema, utilizando-se combinações de formas geométricas pré-definidas, como planos, esferas, cilindros etc., descritas nos cartões de superfícies (surface cards, do inglês) usando-se combinações por meio de operadores booleanos tais como interseções e uniões. Nesse cartão deve conter também os materiais cujas composições estão nos cartões de dados (data cards, do inglês) e suas respectivas densidades. Outro dado que pode e deve conter junto com os cartões de dados é a importância de cada célula definido no cartão de importância (imp card, do inglês).
- Cartões de superfícies: onde são selecionadas as formas geométricas a serem utilizadas na geometria do problema. Para isto, são usados caracteres mnemônicos indicando o tipo de superfície e em seguida os coeficientes da equação da superfície selecionada.
- Cartões de dados: onde são descritos os dados físicos do problema. É composto dos seguintes cartões:
 - Cartão de modo (mode card, do inglês): define o tipo (ou tipos) de radiação utilizado no problema, por meio das letras P (Fótons), E (Elétrons) e N (Nêutrons);
 - Cartões de material (material cards, do inglês): onde são definidos os tipos de materiais e suas respectivas frações de peso atômico. Nesse cartão deve ser definido a biblioteca das seções de choque dos elementos;
 - Cartão de fonte (source card, do inglês): onde são definidos tipo, energia, posição, direção e partícula da fonte de radiação;

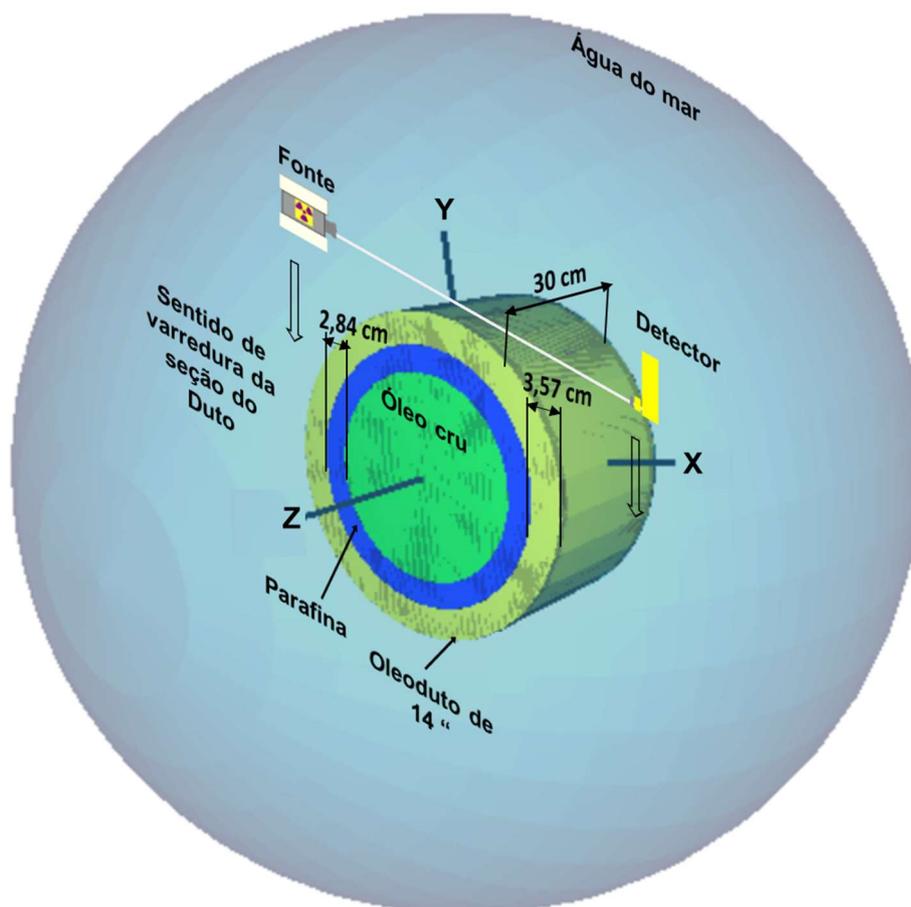
- Cartão de contagem (tally card, do inglês): onde é definido o tipo de contagem, ou seja, o que se deseja escrever nos dados de saída, ao final de uma execução;
- Delimitação do problema (cutsofs, do inglês), onde são apresentados os limites impostos pelo usuário para a finalização da execução do problema, tais como número de histórias (NPS), tempo, energia etc.

Na próxima seção é apresentado o modelo desenvolvido neste estudo para detectar a presença de parafina.

3.2 MODELO COMPUTACIONAL DE OLEODUTO SUBMARINO EM ÁGUAS PROFUNDAS

Para atingir o objetivo deste trabalho foi elaborado um modelo computacional que representa uma pequena seção de um oleoduto submarino localizado em águas profundas. Este modelo foi implementado no código MCNP6 versão 1.0. Neste código também foi implementado a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama descrita na seção 2.7. A Figura 27 mostra o esquema do modelo.

Figura 27 - Esquema da geometria do oleoduto submarino em águas profundas



Fonte: O Autor (2023)

As próximas seções descrevem os elementos que compõe o modelo computacional, quais sejam: materiais, fonte de radiação e o arquivo de entrada para simulação no MCNP6.

3.2.1 Características dos materiais do modelo computacional

As características dos materiais para justificar sua composição química e densidade que serão utilizadas nos arquivos de entrada estão descritas nos tópicos seguintes. As seções transversais (ou seções de choque) dos elementos químicos foram selecionadas da biblioteca de dados fotoatômicos MCPLIB04 que é uma biblioteca baseada em dados do ENDF/B-VI (Evaluated Nuclear Data File, sigla do inglês) (LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY, 2013).

Água do mar

Segundo Collins (1975), a distribuição de salinidade nos mares depende de vários fatores, incluindo gradientes hidráulicos, profundidade de ocorrência, distância dos afloramentos, mobilidade dos elementos químicos dissolvidos, material solúvel nas rochas associadas, reações de troca iônica e filtração por membrana de argila. Segundo Johansen e Jackson (2000), a salinidade da água do mar é de cerca de 4% de fração mássica de cloreto de sódio (NaCl). Baseado nesse dado, Salgado (2010) e Beserra (2012) utilizaram a composição da Tabela 4 para água do mar em suas simulações com MCNP, o que também será feito neste trabalho. A densidade que será utilizada é $1,047 \text{ g/cm}^3$, de acordo com Salgado (2010).

Tabela 4 - Composição química da água do mar

Elemento químico	Número atômico	Fração de peso atômico
Hidrogênio	1	0,107
Oxigênio	8	0,853
Sódio	11	0,016
Cloro	17	0,024

Fonte: Salgado (2010)

Para a aplicação da técnica de perfilagem de transmissão da radiação gama foi considerado uma mesma distância entre a fonte (ou detector) e a borda do duto em todas as posições do feixe de radiação.

Oleoduto

De acordo com Yeh e Kyriakides (1988), os oleodutos de águas profundas devem ser projetados para suportar uma pressão mais alta aplicada pelo ambiente externo, implicando no uso de dutos com menor relação diâmetro/espessura e, quando possível, o uso de materiais de maior resistência. Essa pressão ocorre devido ao nível de profundidade dos reservatórios de petróleo.

De acordo com Villela (2004), a Petrobras adota como águas profundas, uma profundidade que vai de 300 até 1500 m, sendo águas ultra profundas, acima de 1500 m. Face a isso, Gouveia (2010) informa que em geral adota-se para projetos de dutos rígidos, instalados a profundidades acima de 1000 m, aços com grau API X-60 ou X-65. A Tabela 5 mostra a composição química do aço API 5L X-65, cuja densidade é de $7,85 \text{ g/cm}^3$ (TYCOON PIPING SOLUTION, 2023).

Tabela 5 - Composição química do aço API 5L X-65

Elemento químico	Número atômico	Fração de peso atômico
Carbono	6	0,0016
Silício	14	0,0045
Fósforo	15	0,0002
Enxofre	16	0,0001
Titânio	22	0,0006
Vanádio	23	0,0009
Manganês	25	0,0165
Ferro	26	0,9751
Nióbio	41	0,0005

Fonte: Tycoon Piping Solution (2023). Adaptado.

Estefen (1997) informa que para condições de águas profundas os diâmetros típicos dos oleodutos variam de 15 a 76 cm e, segundo Terzian (2005) os utilizados pela Petrobras para transporte de petróleo variam de 8 a 42 polegadas, sem especificar, no entanto, quais são utilizados em águas profundas.

Com base nessas características buscou-se em catálogos de fabricantes uma relação de oleodutos. Os catálogos pesquisados foram: Tuper (TUPER, 2022), com diâmetros de 8 a 12 polegadas e Tubos ABC (TUBOS ABC, 2022), com diâmetros de 8 a 40 polegadas. Levando em consideração o critério da menor relação diâmetro/espessura, que segundo Estefen (1997) varia de 12 a 35 foi verificado que os oleodutos de 26 a 40 polegadas do fabricante Tubos ABC não atendem ao critério. Diante disso, neste estudo serão considerados apenas os de 8 a 24 polegadas descritos na Tabela 6, onde para cada oleoduto foi considerado a maior espessura de parede.

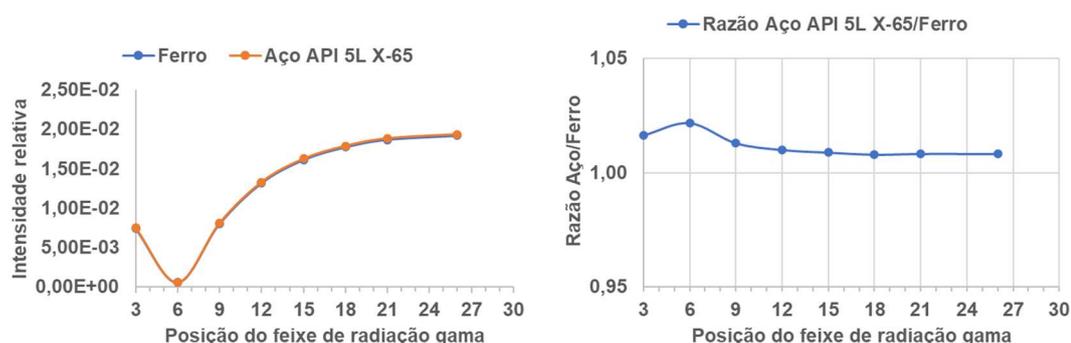
Tabela 6 - Oleodutos considerados para uso em águas profundas

Diâmetro externo [in]	Raio externo [cm]	Espessura da parede [cm]
8	10,95	2,30
10	13,65	2,86
12	16,19	3,33
14	17,78	3,57
16	20,32	4,05
18	22,86	4,53
20	25,40	5,00
22	27,94	5,40
24	30,48	5,95

Fonte: Tubos ABC (2022).

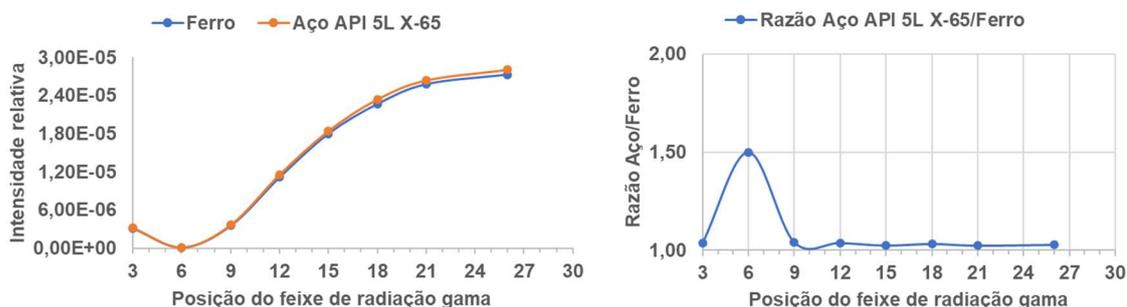
Conforme verificado na Tabela 5, o percentual do elemento Ferro é de 97,51%. Para verificar se há diferença nos cálculos da intensidade relativa (I/I_0) utilizando apenas o Ferro como composição do aço foi realizada simulação no MCNP6 utilizando a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama. Os resultados estão apresentados nas Figuras 28 e 29.

Figura 28 - Comparação entre as intensidades relativas no oleoduto de 8 polegadas com aço API 5L X-65 e com apenas Ferro



Fonte: O Autor (2023)

Figura 29 - Comparação entre as intensidades relativas no oleoduto de 24 polegadas com aço API 5L X-65 e com apenas Ferro



Fonte: O Autor (2023)

Pode ser verificado nas Figuras 28 e 29 que as maiores diferenças entre as intensidades relativas ocorrem na posição 6. Essa é a posição em que o feixe de radiação gama atravessa a borda do oleoduto, na transição entre parede interna e parafina (Figura 23 da seção 2.7), onde há maior atenuação do feixe. Visto que a presença de parafina ocorre a partir dessa transição (posições 7 em diante) é observado nas Figuras 28 e 29 que as diferenças nessas posições são de aproximadamente 1% no oleoduto de menor diâmetro (8 polegadas) e de 3% no de maior diâmetro (24 polegadas). Diante dessas diferenças é viável adotar apenas o ferro nas simulações com MCNP6. A densidade desse elemento é de $7,874 \text{ g/cm}^3$ (MCCONN JR et al., 2011).

Uma verificação similar foi realizada por Beserra (2012) no MCNP5, onde seus resultados mostraram que as diferenças em 97% das posições foram inferiores a 5%. A referida autora então informou que devido ao alto percentual de ferro no aço, para efeito de simulação no MCNP5 foi viável adotar apenas o ferro como composição do aço.

Óleo cru

A escala API permite classificar o petróleo conforme a Tabela 7.

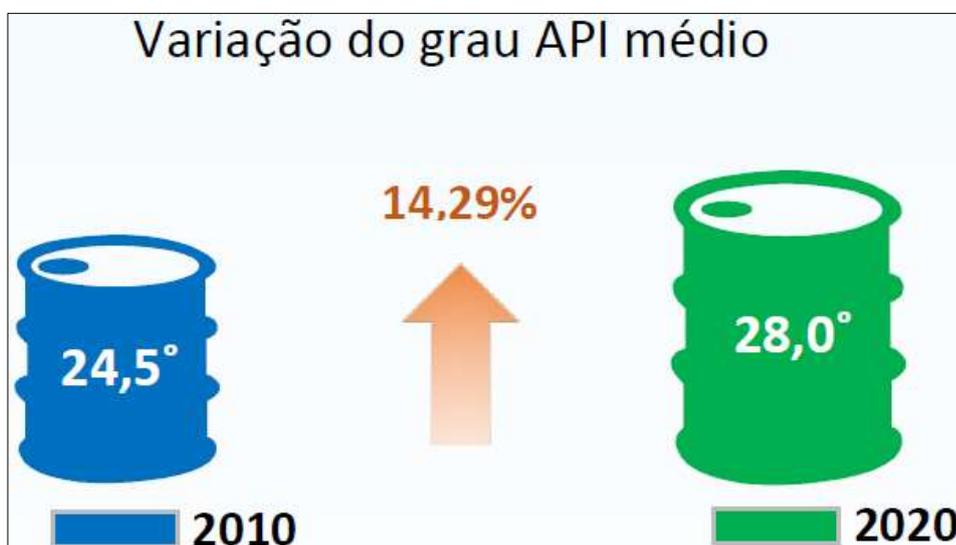
Tabela 7 - Classificação do petróleo pelo grau API

Grau API	Classificação
$API \geq 31^\circ$	Óleo leve
$22^\circ \geq API < 31^\circ$	Óleo médio
$API < 22^\circ$	Óleo pesado

Fonte: (ANP, 2021)

No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) divulga o Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural, onde mostra que os percentuais de óleos leves, médios e pesados variam a cada mês e o óleo classificado como médio representa o maior percentual, em torno de 90% (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2020, 2021, 2022, 2023). O aumento do grau API de $24,5^\circ$ em 2010 para 28° em 2020 mostra que a qualidade do óleo cru produzido no Brasil se aproxima da faixa de classificação de óleo leve (Figura 29).

Figura 29 - Representação do grau API do petróleo produzido pela Petrobras de 2010 a 2020



Fonte: (ANP, 2020)

Nesta pesquisa não foram encontrados dados de composição química de óleo classificado como médio, apenas de óleo leve e pesado. Para este estudo será utilizado o óleo cru leve da Tabela 8, tendo em vista a publicação de sua composição química. Sua densidade é de $0,875 \text{ g/cm}^3$, conforme Mcconn Jr et al. (2011).

Tabela 8 - Composição química do óleo cru

Elemento químico	Número atômico	Fração de peso atômico
Hidrogênio	1	0,123
Carbono	6	0,852
Nitrogênio	7	0,007
Enxofre	16	0,018

Fonte: Mcconn Jr et al. (2011)

Conforme informado por Matzain et al. (2002), um escoamento é monofásico quando a composição do óleo está acima de 50% em relação ao gás e as fases não estiverem presentes. Neste estudo foi considerado um escoamento monofásico com uma composição de 100% de óleo cru.

Parafina

Como parafina é produto de óleo cru (seção 2.1), suas densidades estão muito próximas. Para que a parafina que se adere nas paredes internas do oleoduto seja detectada pela radiação gama, sua densidade precisa estar acima da densidade do óleo cru, conforme mostrado por Koptev e Kopteva (2017). Parafinas que se enquadram nessa condição são as que possuem em sua estrutura molecular, 25 a 50 ou mais carbonos em sua cadeia (DOBBS, 1999). Diante disso para este estudo será utilizada a parafina $C_{25}H_{52}$ da Tabela 9. Sua densidade é de $0,93 \text{ g/cm}^3$, conforme Mcconn Jr et al. (2011).

Tabela 9 - Composição química da parafina

Elemento químico	Número atômico	Fração de peso atômico
Hidrogênio	1	0,149
Carbono	6	0,851

Fonte: Mcconn Jr et al. (2011)

A parafina considerada neste estudo é pura e tem distribuição concêntrica e uniforme nas paredes internas do oleoduto, conforme discutido na seção 2.2.1.

Detector

Segundo Soares (2014), os detectores a cintilação são mais adaptáveis para uso em águas profundas do que detectores a gás e semicondutores.

Neste estudo foi adotado o detector a cintilação NaI (TI) (Iodeto de Sódio dopado com Tálcio), pois segundo Knoll (2010) é um dos mais utilizados para medir radiação gama. Mas, para seu uso em águas profundas é necessário que seja colocado em recipiente hermético, pelo fato de ser higroscópico (KNOLL, 2010). Ferreira (2021) utilizou esse dispositivo em ambiente aquático durante pesquisa de detecção de defeitos em dutos de petróleo.

No presente trabalho, esse dispositivo é representado no arquivo de entrada por um cilindro com diâmetro de 5 mm (correspondente ao colimador do detector) e comprimento de 1 cm, cujo eixo está sempre alinhado com o feixe de radiação gama emitido pela fonte, conforme mostrado no Apêndice B. A face do cilindro voltada para a fonte é a superfície nº 8, no arquivo de entrada. Sua composição química está na Tabela 10 e sua densidade é de 3,67 g/cm³. Beserra (2012), Guedes (2016) e Teixeira (2018) utilizaram esse detector em seus estudos com MCNP.

Tabela 10 - Composição química do detector

Elemento químico	Número atômico	Fração de peso atômico
Sódio	11	0,5
Iodo	53	0,5

Fonte: Guedes (2016)

3.2.2 Elaboração do arquivo de entrada

Conforme descrito na seção 3.1.1.6, o arquivo de entrada para este estudo é composto dos seguintes dados:

- Cartões de células

Na Figura 27 têm-se as células: óleo cru, camada de parafina, parede do duto, detector, água do mar e universo infinito. As dimensões das células variam de acordo com os oleodutos da Tabela 6.

- Cartões de superfícies

- As células óleo cru, camada de parafina e parede do duto foram formadas por três cilindros concêntricos no eixo z e dois planos paralelos ao eixo x e perpendiculares ao eixo z;

- A célula detector foi formada por um cilindro paralelo ao eixo x e dois planos paralelos ao eixo y e perpendicular ao eixo x;
- A célula água do mar foi formada por uma esfera com centro na origem do plano cartesiano;
- A célula universo infinito diz respeito ao que está fora da esfera que representa a água do mar, com ausência de material e de importância igual a zero.
- Cartões de dados
 - Tipo de radiação: *mode p* (fótons)
 - Importância das células: *imp: p=1* (importância para fótons), exceto para o universo infinito.
 - Especificação dos materiais (*material cards*): seção 3.2.1
 - Especificação da fonte (*source card*): seção 3.2.2.1
 - Especificação do *tally* (*tally card*): seções 3.2.2.2
 - Delimitação do problema (NPS): seção 3.2.2.3.

Outros cartões foram incluídos no arquivo de entrada: *phys:p* e *c1*.

O cartão *phys:p* foi utilizado por dois motivos:

- 1- Desativar contagens de fótons produzidos por desaceleração de elétrons (bremsstrahlung, do alemão);
- 2- Desativar o espalhamento coerente e evitar diminuição da FOM, um dos itens de verificação estatística (seção 3.1.1.5).

O cartão *c1* foi utilizado para separar a intensidade relativa que cruza a superfície 8 (Apêndice B) no sentido normal positivo daquela que cruza no sentido contrário como resultado de espalhamento.

O Apêndice A apresenta exemplo de um arquivo de entrada e figuras de representação do oleoduto correspondente aos dados do arquivo.

3.2.2.1 Especificação da Fonte

A maioria dos experimentos com a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama utilizou como fonte, os radioisótopos ^{60}Co ou ^{137}Cs (MCCAW; HULBERT; SMITH, 1975; CARNEIRO JUNIOR, 2005; BESERRA, 2012; SOARES, 2014; OLIVEIRA et al., 2015; KOPTEVA; STARSHAYA, 2016; GUEDES, 2016;

KOPTEV; KOPTEVA, 2017; TEIXEIRA, 2018). Contudo, segundo Kopteva e Starshaya (2016), o radioisótopo ^{137}Cs possui melhores vantagens em relação ao ^{60}Co , por possuir maior tempo de meia vida, maior estabilidade no nível de radiação fornecido ao detector e, apesar de ter menor nível de energia, alcança dimensões nos materiais que atende a maioria dos propósitos de medições.

Outra vantagem importante da fonte de ^{137}Cs em relação à de ^{60}Co diz respeito ao menor volume de blindagem, tanto da fonte quanto do detector. Segundo Johansen e Jackson (2004), uma varredura de precisão é mais prontamente realizada com fontes de baixa energia porque elas requerem menos blindagem e, portanto, têm menos massa para serem movidas.

No MCNP6, as especificações da fonte são feitas no mnemônico SDEF, o qual exige dentre outras, as seguintes informações: energia, posição e o tipo de partícula emitida.

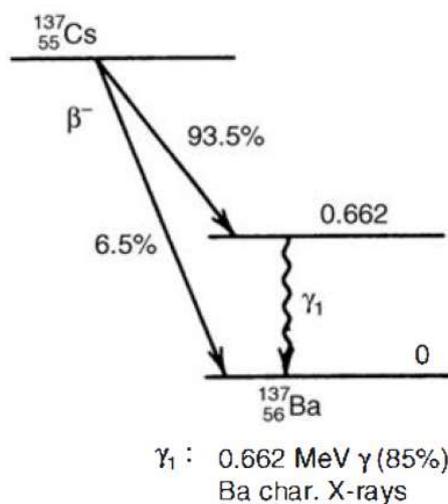
Destaca-se que o Manual MCNP6.1 não especifica a atividade da fonte, mas apenas a atividade de cada nuclídeo em uma célula, isto é, como as partículas interagem com cada nuclídeo, não em relação à radioatividade.

A energia (“ERG”) é definida sempre em MeV. A posição (“POS”) usa coordenadas canônicas x , y , z e tem que ser complementadas com a direção (“VEC”) e sentido (“DIR”) do fluxo de partículas (GUEDES, 2016). A partícula (“PAR”) é definida como: “1” para nêutrons, “2” para fótons e “3” para elétrons.

A fonte que será utilizada neste trabalho tem as seguintes especificações: ERG= 0.662; DIR= 1; VEC= 1 0 0; PAR=2; POS= $x y z$.

O valor 0.662 para a variável ERG diz respeito ao radioisótopo ^{137}Cs que é considerado uma fonte com feixe de radiação monoenergética, uma vez que a probabilidade de emissão de fótons com energia de 0,662 MeV é de 85% (Figura 30).

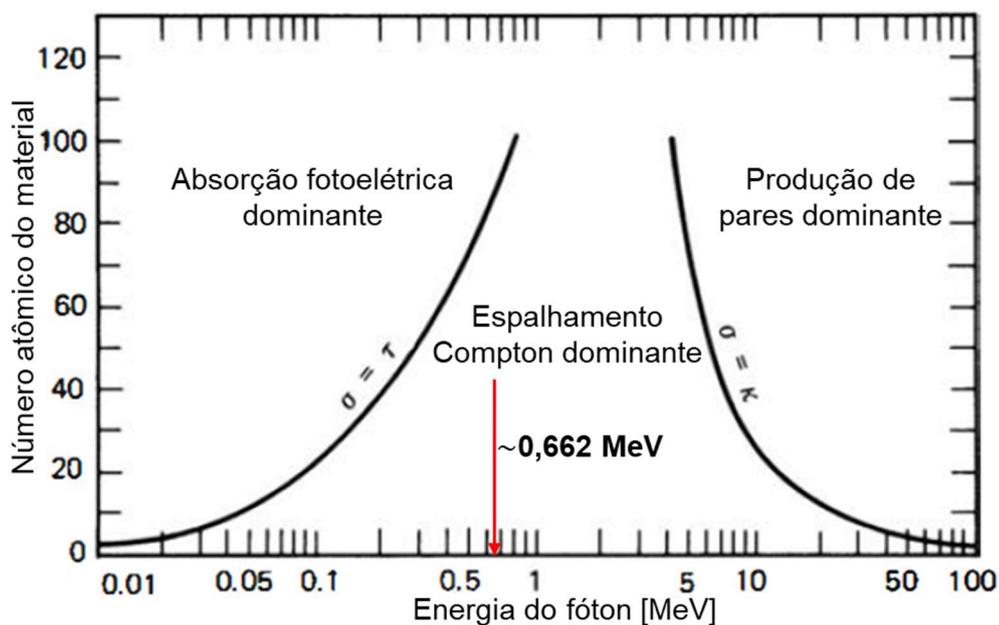
Figura 30 - Esquema de decaimento do radioisótopo ^{137}Cs



Fonte: Knoll (2010)

Levando-se em consideração a influência dos três principais mecanismos de interação da radiação gama (seção 2.6.1) com os materiais do modelo computacional verifica-se que para essa energia de 0,662 MeV predomina o espalhamento Compton (Figura 31).

Figura 31 – Predomínio do espalhamento Compton na interação dos fótons de 0,662 MeV com os materiais do modelo computacional



Fonte: Evans (1955 apud Knoll, 2010). Adaptado.

As variáveis DIR= 1 e VEC= 1 0 0 mudam a característica de fonte pontual e isotrópica para fonte pontual e colimada, cujo colimador possui um diâmetro muito pequeno, de forma que o ângulo sólido de saída do feixe de fótons seja próximo de 0°, por isso chamada na literatura de fonte feixe lápis (*pencil beam*, do inglês) (TEIXEIRA, 2018) ou fonte de feixe linear (GUEDES, 2016).

Teixeira (2018) realizou simulações no MCNP para verificar a influência da colimação da fonte quando utilizada na técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama, em um duto com incrustação de BaSO₄. A autora mostra que tanto a fonte *pencil beam* como a de colimador igual a 2 mm se aproximaram do valor estipulado de 0,5 cm de incrustação, com erro relativo inferior a 0,71%, para o pior caso. Teixeira et al. (2005) ao simular energia depositada por fótons utilizando a fonte *pencil beam* no MCNP informa que esse tipo de fonte propicia uma estatística melhor dos registros, tendo em vista que a maior quantidade de fótons atingiu o objeto de teste.

A variável "POS" que define a posição da fonte é a única que varia, tendo em vista a perfilagem no modelo computacional proposto.

Com essas características, a geometria da fonte neste estudo foi definida para ser do tipo *pencil beam*, emitindo feixe linear monoenergético de 0,662 MeV.

3.2.2.2 Especificação do *tally*

Neste trabalho será utilizado o *tally* F1:p 8, o qual registrará fótons que cruzarão a superfície 8, como mostra o Apêndice B. De acordo com a seção 3.1.1.2, o *tally* fornece o registro de contagens de forma normalizada pelo número de histórias (NPS). Nesse caso, o *tally* especificado registrará a intensidade relativa (seção 2.6.2) que cruza a superfície 8 definida como a face do detector que está voltada para a fonte.

3.2.2.3 Especificação do NPS

Conforme abordado na seção 3.1.1.5, para que um resultado fornecido pelo MCNP6 seja confiável é exigido o atendimento das dez verificações, as quais indicam uma estatística suficiente para se confiar nos resultados. Essa condição

está diretamente relacionada ao número de histórias definido no comando NPS, como discutido na seção 3.1.1.4.

Neste estudo foi verificado por meio de simulações no MCNP6 que para atender as dez verificações e obter um erro menor que 10% em todas as medidas de uma perfilagem nos oleodutos da Tabela 6 devem ser aplicadas as quantidades de histórias da Tabela 11.

Tabela 11 - Definição do NPS para simulação no modelo computacional em função do oleoduto

NPS (x10⁶)	Oleoduto [polegada]
10	8,10 e 12
50	14 e 16
100	18 e 20
300	22 e 24

Fonte: O Autor (2023)

O tempo de simulação depende da configuração de hardware do computador utilizado. Neste trabalho foi utilizado um Processador 11th Gen Intel(R) Core (TM) i3-1115G4 @ 3.00GHz 2.19 GHz, memória 8,00 GB. Para esse computador o tempo gasto para cada NPS está na Tabela 12.

Tabela 12 - Tempo gasto na simulação de acordo com o NPS

NPS (x10⁶)	Tempo médio [min]
10	1,16
50	5,00
100	6,27
300	28,09

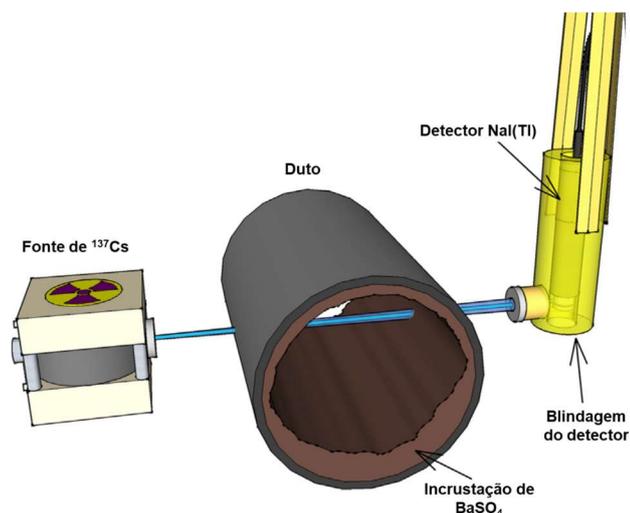
Fonte: O Autor (2023)

3.3 VALIDAÇÃO DO MODELO COMPUTACIONAL

Tendo em vista que esta pesquisa não encontrou na literatura dados experimentais de detecção de incrustação de parafina utilizando modelo coerente ao proposto neste trabalho, a validação foi feita empregando-se os dados experimentais reportados por Oliveira et al. (2015), onde foi utilizada a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama para identificar a presença de incrustação de BaSO₄

(sulfato de bário) nas paredes internas de um duto de 450 mm de diâmetro e 40 mm de espessura utilizado na indústria de petróleo e gás (Figura 32).

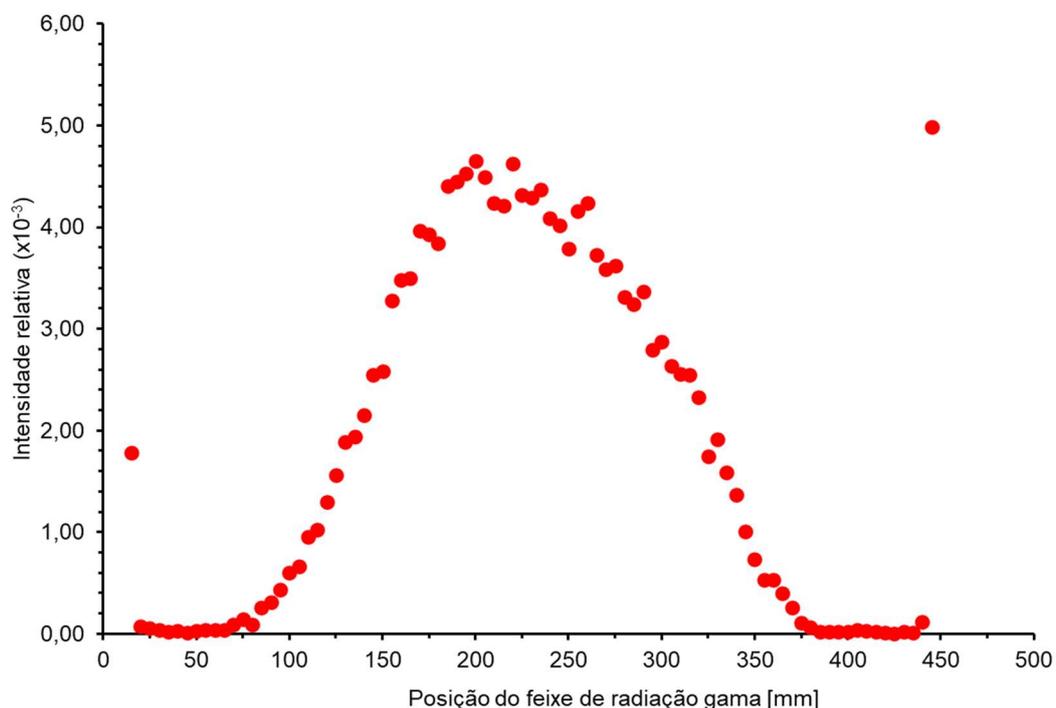
Figura 32 - Detecção de BaSO_4 pela técnica de perfilagem por transmissão gama



Fonte: Oliveira et al. (2015). Adaptado

Sobre a experiência, Oliveira et al. (2015) informaram que a perfilagem no duto foi realizada em passos de 5 mm, sem sobreposição entre os pontos de inspeção e que o detector registrou a intensidade de radiação gama ponto a ponto, de acordo com a espessura penetrada na corda do duto, obtendo assim um perfil de intensidade relativa (I/I_0) em função da posição do feixe de radiação gama. Para cada ponto, o tempo de aquisição foi de 60 s. Os resultados mostraram que o duto estava vazio (preenchido com ar) e continha uma espessura de até 21 mm de incrustação de BaSO_4 . No entanto, os autores não mencionaram a precisão das contagens em cada passo do perfil. A seguir, a Figura 33 mostra os dados experimentais de Oliveira et al. (2015).

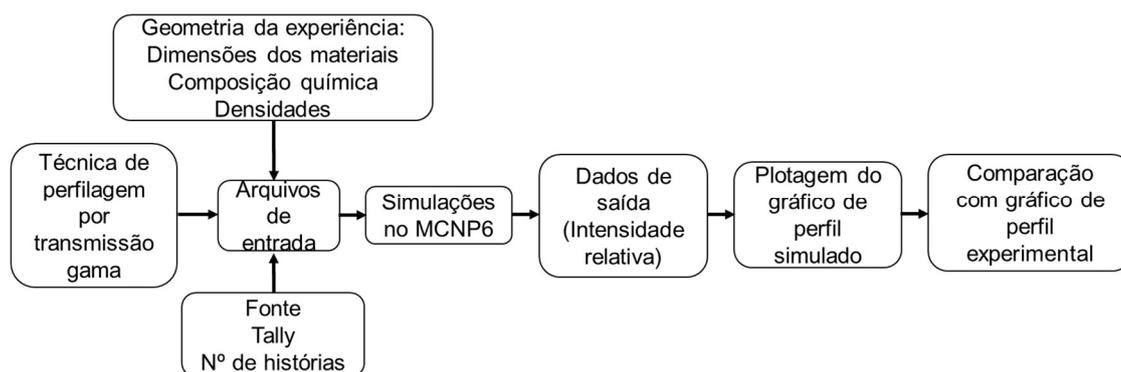
Figura 33 - Perfil experimental de oleoduto vazio com incrustação de BaSO₄.



Fonte: Oliveira et al. (2015). Adaptado

As etapas para a validação do modelo computacional proposto neste trabalho são mostradas no fluxograma da Figura 34.

Figura 34 - Fluxograma para validação do modelo computacional



Fonte: O Autor (2023)

Os resultados da validação são apresentados na seção 4 (Resultados e Discussão).

3.4 ANÁLISE DA PRESENÇA DE PARAFINA NO MODELO COMPUTACIONAL

Neste modelo será estabelecido um percentual de 5% do raio interno dos oleodutos para a espessura mínima de parafina que se deseja detectar, percentual que representa 4,3 mm para o menor oleoduto analisado (8 polegadas) e 12,3 mm para o maior (24 polegadas). Considera-se que os valores estão próximos do que foi reportado por Kopteva e Starshaya (2016), segundo os quais foi possível medir espessura de parafina com uma precisão absoluta de ± 5 mm, o que segundo os autores é suficiente para garantir a operação confiável do sistema de dutos. Levando em conta a importância de se detectar a presença de parafina antes que haja obstrução parcial do oleoduto, considera-se também uma espessura máxima de 50% de seu raio interno. Para todos os oleodutos foi adotado um comprimento de 30 cm.

Para a perfilagem dos oleodutos será estabelecido um passo de 4% do raio externo que corresponde aproximadamente à espessura mínima de parafina, que é de 5% do raio interno. O motivo é para que se possa visualizar no perfil da espessura mínima e nos demais, o salto previsto na transição da parafina para o óleo (seção 2.7). Além disso, o passo estabelecido em termo de percentual faz com que haja a mesma quantidade de pontos traçados em cada perfil, independentemente do diâmetro do duto, assim como a mesma identificação numérica de cada posição. Sendo assim serão elaborados 26 arquivos de entrada para simulação, um para cada posição do feixe ao longo da seção transversal do oleoduto, começando pela borda externa até a metade dele, uma vez que a outra metade é simétrica considerando distribuição concêntrica da camada de parafina (seção 2.2.1).

Devido à influência da água do mar nos registros de intensidade relativa adotou-se uma distância fixa de 0,5 cm entre a fonte (ou detector) e a borda do duto em todas as posições do feixe.

Todos os arquivos de entrada serão executados no MCNP6 para se obter as respostas do *tally* F1:p 8, que são os valores de intensidade relativa (I/I_0) da radiação gama que chega no detector. Exemplos de um arquivo de entrada e de saída estão nos Apêndices A e B, respectivamente.

Além das espessuras mínimas e máximas foram estabelecidas espessuras intermediárias de 10, 20, 30 e 40% do raio interno. Também será realizada uma

perfilagem do oleoduto sem parafina para servir como referência na detecção da presença de parafina.

Com os registros da intensidade relativa serão plotados vários perfis, sendo o primeiro com o oleoduto sem parafina (referência) e os demais com espessuras de 5, 10, 20, 30, 40 e 50% em relação ao raio interno.

Para cada oleoduto será obtida uma curva característica da presença de parafina utilizando-se as intensidades relativas registradas nas posições do feixe de radiação gama que passa pelo diâmetro do oleoduto. Essa decisão é devido ao fato de que é nessa posição onde se percebe as maiores diferenças das intensidades relativas entre cada perfil com parafina e o perfil de referência

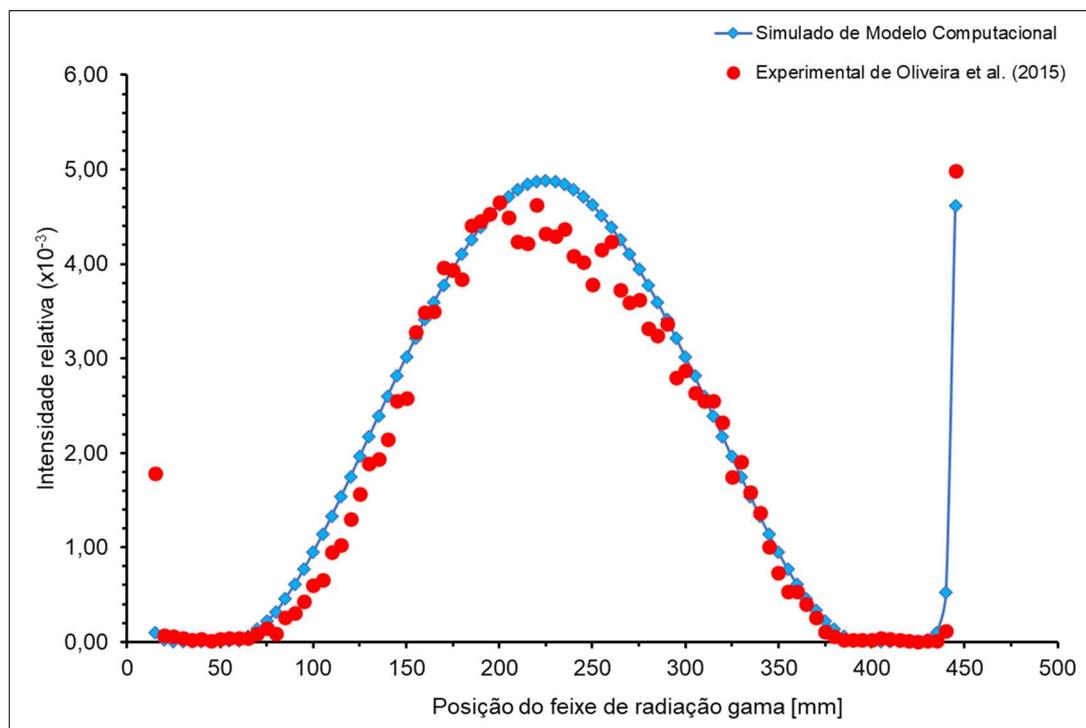
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os primeiros resultados dizem respeito à validação do modelo computacional abordado na seção 3.3.

4.1 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO DO MODELO COMPUTACIONAL

Seguindo-se o fluxograma da Figura 31 foram elaborados os arquivos de entrada com aplicação da técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama. Os dados de dimensões geométricas, densidades, composições químicas de todos os materiais envolvidos, fonte e detector foram inseridos conforme informações de Oliveira et al. (2015). Foi utilizado uma fonte *pencil beam* de 0,662 MeV, correspondente ao radioisótopo ^{137}Cs , e uma forma cilíndrica de 5 mm de diâmetro representando o detector, posicionada no outro lado do duto, diametralmente oposta à fonte. O *tally* utilizado foi o F1:p 8 e 100 milhões de histórias de fótons, com os quais se assegura que os erros estatísticos da simulação são menores que 10%, para um nível de confiança de um desvio padrão. Foi estabelecido um passo de 5 mm entre cada posição do feixe, de acordo com o experimento. Como Oliveira et al. (2015) não informaram a distância entre a fonte e o detector, estabeleceu-se uma distância fixa de 460 mm na posição do diâmetro (maior distância), ou seja, 5 mm separando a fonte ou detector da borda externa do duto. Essa distância fixa se justifica pelo fato da atenuação do feixe de radiação gama ser desprezível nas demais posições ao atravessar o ar. A Figura 35 mostra os gráficos de perfis experimental de Oliveira et al. (2015) e o simulado no modelo computacional.

Figura 35 - Gráficos de perfis experimental e simulado



Fonte: O Autor (2023)

Observa-se na Figura 35 que há similaridade entre os perfis simulado e experimental, porém diferenças entre vários pontos. Beserra (2012), ao utilizar o MCNP5 e fazendo uso de dados experimentais de Marinho et al. (2008) – que também utilizou a técnica de perfilagem por transmissão gama para detectar incrustação de BaSO_4 em dutos de petróleo – informa que essas diferenças decorrem da tendência da incrustação a uma deposição excêntrica, aliado à ausência de material, indicando que a amostra de duto utilizada nesse experimento contém irregularidades na espessura de incrustação, com alguns espaços preenchidos por ar. A Figura 36 mostra uma das amostras de oleoduto apresentado no trabalho de Oliveira et al. (2015), onde se pode verificar as irregularidades.

Figura 36 - Amostra de oleoduto com incrustação de BaSO₄.



Fonte: Oliveira et al. (2015)

Calculando-se as diferenças entre os pontos dos perfis verifica-se que os maiores valores estão nas faixas de posição do feixe que vai de 15 a 120 mm e 350 a 440 mm, que compõem a região onde o feixe de radiação gama percorre o interior da parede do duto e a espessura da incrustação de BaSO₄, tanto no lado superior quanto no inferior. Apesar de não está aparente no gráfico da Figura 35, nessas faixas alguns dos valores simulados estão na ordem de 10⁻⁶ e 10⁻⁵, enquanto os experimentais na ordem de 10⁻⁵ e 10⁻⁴. Isso ocorre por causa das diferentes geometrias das fontes de radiação utilizadas, conforme analisado por Beserra (2012), segundo a qual a interação dos fótons de uma fonte colimada é mais rápida na parede do oleoduto do que os fótons de uma fonte *pencil beam*. Esta última foi a fonte utilizada na simulação, a qual emite um feixe de radiação gama bem mais estreito do que a fonte colimada utilizada na experiência de Oliveira et al. (2015).

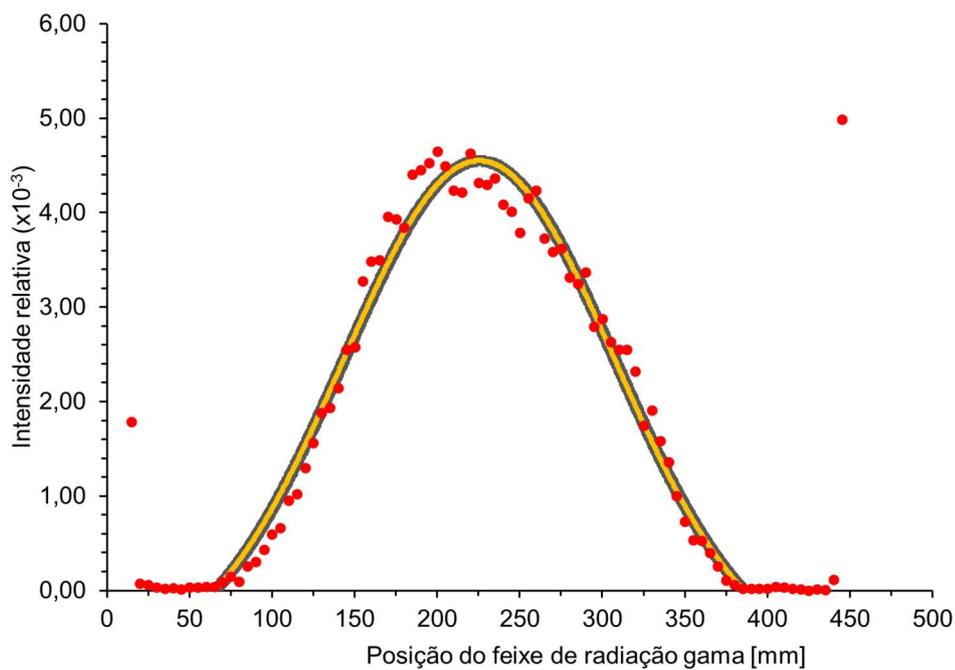
Desprezando, portanto, os dados experimentais dessas faixas onde ocorrem as maiores diferenças com os dados simulados, o restante dos dados experimentais foi ajustado a uma curva gaussiana (Equação 18).

$$y = y_0 + \frac{A}{w \times \sqrt{\frac{\pi}{4 \times \ln 2}}} \times e^{\left(-4 \times \ln 2 \times \frac{(x-x_c)^2}{w^2}\right)}, \quad R^2 = 0,97786 \quad (18)$$

Onde: $y_0 = -7,93866 \times 10^{-4}$; $x_c = 225,69387$; $A = 1,09764$; $w = 193,05101$

A Figura 37 mostra o gráfico de perfil experimental e a curva gaussiana de ajuste.

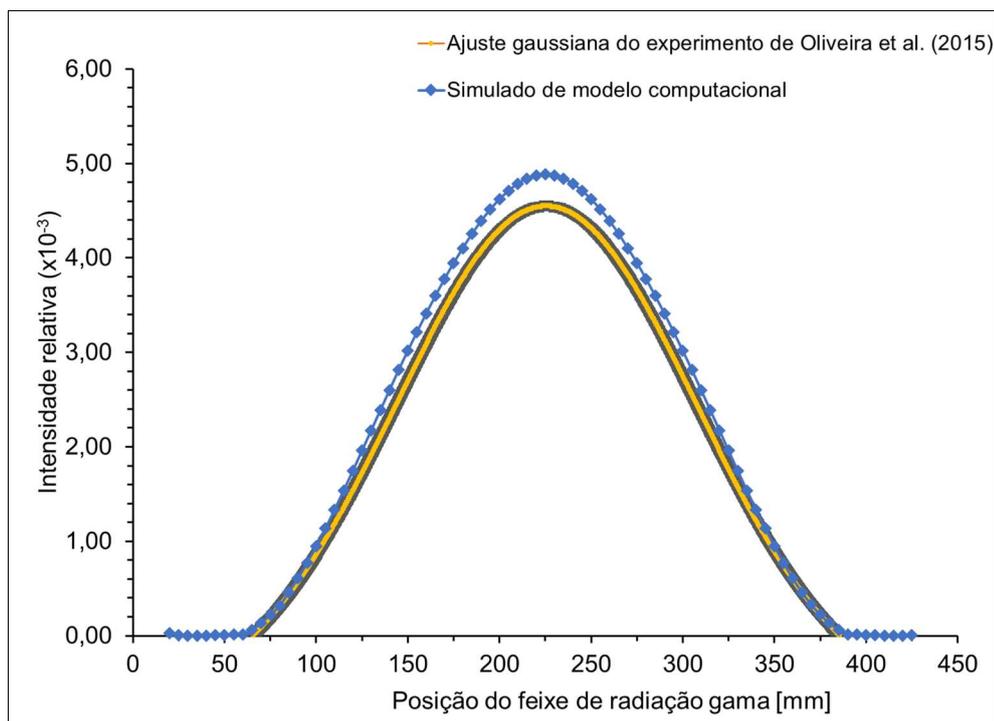
Figura 37 - Ajuste do perfil experimental a uma curva gaussiana



Fonte: O Autor (2023)

A Figura 38 mostra o perfil simulado e a curva de ajuste do perfil experimental correspondente.

Figura 38 - Perfil simulado e curva de ajuste do perfil experimental



Fonte: O Autor (2023)

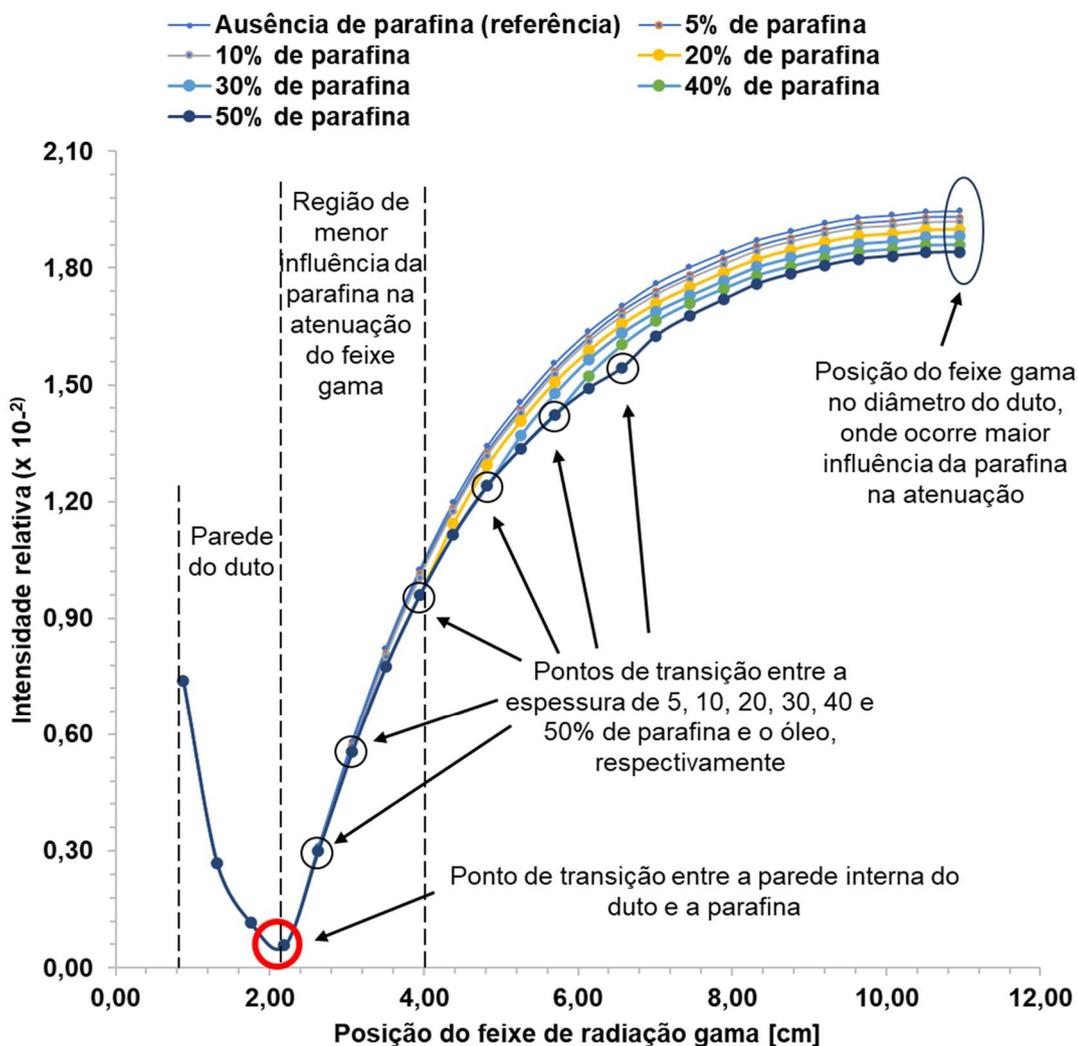
Observa-se que as curvas possuem o mesmo comportamento de curvas gaussianas cujos picos são coincidentes. O pico da curva obtida no MCNP6 possui maior amplitude devido as simplificações próprias do modelo descritas na seção 3.2.1. A maior diferença entre as curvas acontece na região central que corresponde ao diâmetro do duto. Esta diferença fornece um erro relativo máximo de 7,4%, o qual servirá como referência para medir a exatidão do modelo proposto neste estudo.

Considerando, portanto, a boa concordância entre o modelo proposto em MCNP6 e os dados experimentais obtidos por Oliveira et al. (2015) proceder-se-á à realização do estudo da presença de parafina no modelo computacional.

4.2 ANÁLISE DE PERFILAGEM DOS OLEODUTOS

Apesar da perfilagem realizada em todos os oleodutos da Tabela 6, a análise da presença de parafina será feita no oleoduto de 8 polegadas. A perfilagem no referido oleoduto foi realizada em passo de 4,4 mm que representa 4% do raio externo, conforme estabelecido. De posse dos valores das intensidades relativas e das posições do feixe de radiação gama, os perfis de transmissão foram traçados, conforme mostrado na Figura 39.

Figura 39 - Perfilagem do oleoduto de 8 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



Fonte: O Autor (2023)

Analisando a Figura 39 verifica-se que a região da parede do duto causa a maior atenuação do feixe de radiação gama. Isso acontece porque o feixe atravessa seu maior percurso na parede do duto, composto de ferro, o qual possui maior densidade em relação ao outro elemento nesse percurso que é a água do mar. A intensidade relativa começa a aumentar depois que o feixe de radiação gama ultrapassa o ponto de transição entre a parede interna do duto e a parafina (destaque no círculo vermelho do gráfico da Figura 36). A partir desse ponto o percurso de feixe pelo ferro vai diminuindo e, conseqüentemente, sua influência na atenuação também vai diminuindo. Com isso começa a aparecer diferenças entre os perfis de transmissão, embora essas diferenças sejam bastante pequenas no início. As diferenças ocorrem devido à influência da parafina na parede interna do oleoduto.

À medida que o feixe gama se afasta da borda interna do duto, essas diferenças se tornam mais evidentes. Inclusive é possível perceber no decorrer dos perfis de 5, 10, 20, 30, 40 e 50% de parafina os pontos de transição entre a espessura de parafina e o óleo, caracterizado por um pequeno salto, conforme destacado na Figura 39. Estes pontos de transição são evidências da presença de parafina, conforme mostrado na Figura 24 da seção 2.7.

Mesmo diminuindo o percurso do feixe gama pelo ferro nas posições próximas da borda interna do duto, o ferro ainda causa maior influência na atenuação do feixe em relação à parafina, tendo em vista que a densidade desse elemento é 8,5 vezes maior que a densidade da parafina (destaque na Figura 39). Por outro lado, nas posições próximas ao diâmetro do duto, a diferença entre cada perfil e o de referência é maior porque o caminho dos fótons do feixe de radiação gama no ferro é menor, o que torna maior a influência da parafina, tendo com isso uma maior possibilidade de parafina ser detectada nessas posições.

No Apêndice C são apresentadas as perfilagens dos demais oleodutos da Tabela 6, onde se percebe semelhança no formato dos perfis. Todavia, diferenças entre determinados pontos dos perfis numa mesma posição do feixe variam dependendo do oleoduto. Também nas Figuras do Apêndice C são destacados os pontos de transição entre o duto e a parafina e entre a parafina e o óleo.

Destaca-se pelas perfilagens dos oleodutos de diâmetros maiores (Figuras 61 e 62 do Apêndice C) que a distinção entre ausência e 5% de parafina é mais difícil de ocorrer em determinadas posições do feixe, mesmo sendo posições distantes da borda do duto. No entanto, nas posições do centro do oleoduto (diâmetro) verifica-se essa distinção em todos os oleodutos.

Com base na análise feita nessa seção, as curvas características da presença de parafina para todos os oleodutos serão traçadas com os registros das intensidades relativas (I/I_0) na posição que passa no diâmetro.

4.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS DA PRESENÇA DE PARAFINA.

Conforme analisado na seção anterior, as curvas características da presença de parafina serão traçadas utilizando-se os registros de intensidade relativa da posição no diâmetro do oleoduto (posição 26 do feixe na simulação) em função das espessuras de parafina pré-fixadas.

Começando pelo oleoduto de 8 polegadas, os dados para os pontos da curva são apresentados na Tabela 13.

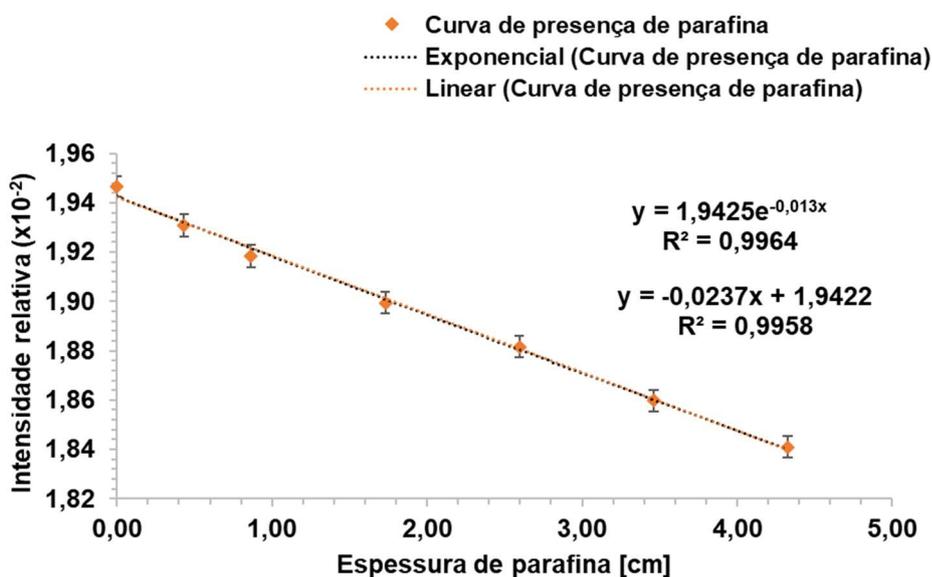
Tabela 13 – Intensidades relativas fornecidas pelo MCNP6 no diâmetro do oleoduto de 8 polegadas com aplicação de 10 milhões de histórias

Percentual do raio interno [%]	Espessura de parafina [cm]	Intensidade Relativa ($\times 10^{-2}$)	Erro do <i>tally</i>	Desvio padrão
0	0,00	1,95	0,0022	4,28E-03
5	0,43	1,93	0,0023	4,44E-03
10	0,87	1,92	0,0023	4,41E-03
20	1,73	1,90	0,0023	4,37E-03
30	2,60	1,88	0,0023	4,33E-03
40	3,46	1,86	0,0023	4,28E-03
50	4,33	1,84	0,0023	4,23E-03

Fonte: O Autor (2023)

Com os dados da Tabela 13 foi traçado a curva da Figura 40.

Figura 40 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 8 polegadas



Fonte: O Autor (2023)

Pode ser verificado na Figura 40 que a linha de tendência dos pontos da curva pode ser representada tanto por uma função exponencial (pontilhado na cor preta) quanto por uma função linear (pontilhado na cor laranja), cujos valores de R^2

são 0,9964 e 0,9958, respectivamente. Fazendo a correspondência da função exponencial com os eixos cartesianos têm-se:

$$\frac{I}{I_0} = 1,9425e^{-0,013\delta} \quad (19)$$

Onde $\frac{I}{I_0}$ é a intensidade relativa e δ é a espessura de parafina. O fator 1,9425 existente na Equação 19 é o *buildup* (seção 2.6.2) que surge devido a contribuição da radiação espalhada no detector.

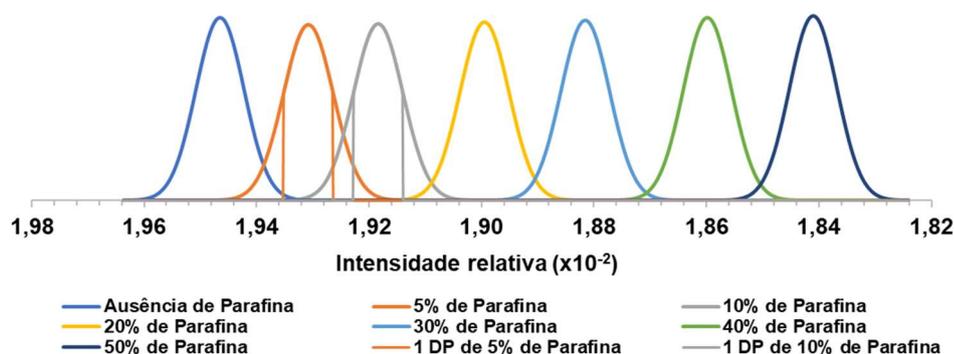
Fazendo a correspondência da função linear com os eixos cartesianos têm-se:

$$\frac{I}{I_0} = -0,0237\delta + 1,9422 \quad (20)$$

As Equações 19 e 20 oferecem condições para se estimar a espessura de parafina no oleoduto de 8 polegadas, mas a Equação 20 torna essa condição mais fácil em termo de cálculo e por isso é a que será mostrada em todas as curvas características dos demais oleodutos deste estudo.

Tendo em vista que as contagens no detector seguem uma distribuição normal, com média e desvio padrão fornecido pelo *tally* F1:p 8 (seção 3.1.1.5 e Apêndice B), a precisão numérica dos registros do *tally* pode ser analisada pelas curvas de distribuição normal de cada registro mostrado na Tabela 13. A Figura 41 mostra as curvas de distribuição para o oleoduto de 8 polegadas.

Figura 41 – Curvas de distribuição normal das intensidades relativas com 10 milhões de histórias no oleoduto de 8 polegadas



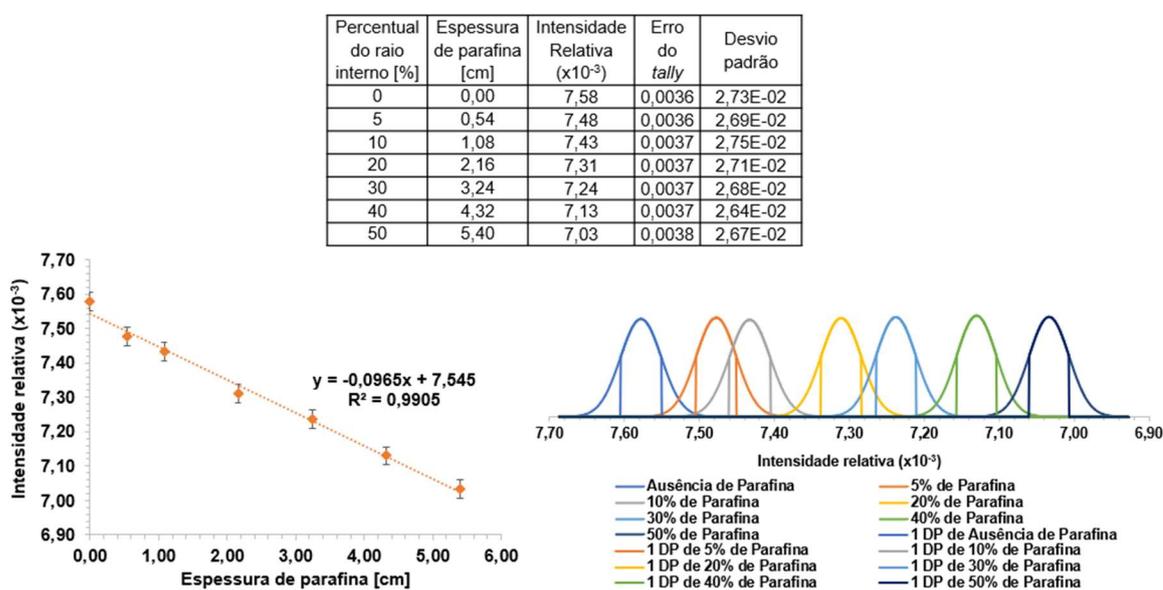
Fonte: O Autor (2023)

Pode ser observado na Figura 41 que existe uma clara distinção entre as leituras de ausência de parafina e 5% de parafina, dentro do intervalo de confiança

de um desvio padrão. Também pode ser visto sobreposição de leituras referente às espessuras de 5 e 10% de parafina, no entanto leituras dentro de um intervalo de confiança de um desvio padrão são distintas para essas e demais espessuras. Isso mostra que para este oleoduto, cujo número de histórias foi de 10 milhões é possível detectar a presença de 5% de parafina.

A seguir são mostradas e analisadas as curvas características dos demais oleodutos.

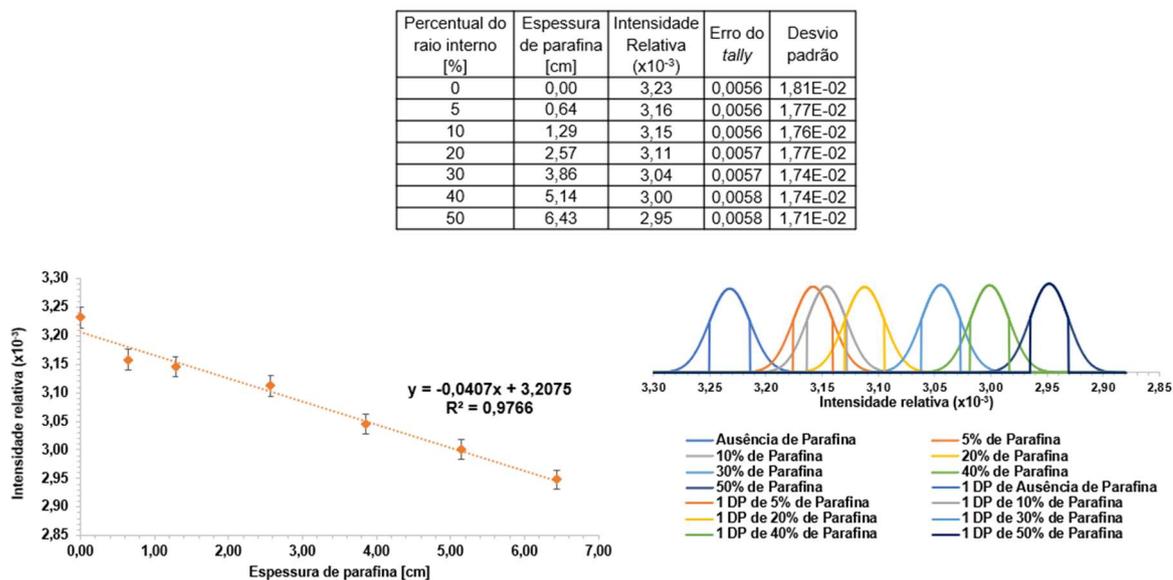
Figura 42 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 10 polegadas com aplicação de 10 milhões de histórias



Fonte: O Autor (2023)

Pode ser observado na Figura 42 que também para o oleoduto de 10 polegadas são distintas as leituras de ausência e presença de 5% de parafina. No entanto existe sobreposição de leituras entre as espessuras de 5 e 10% de parafina dentro do intervalo de confiança de um desvio padrão, o que não garante a detecção de 5% de parafina nesse intervalo. Este fato diz respeito ao aumento do diâmetro e espessura da parede do oleoduto mantendo-se a energia da fonte (0,662 MeV) e o número de histórias (10 milhões).

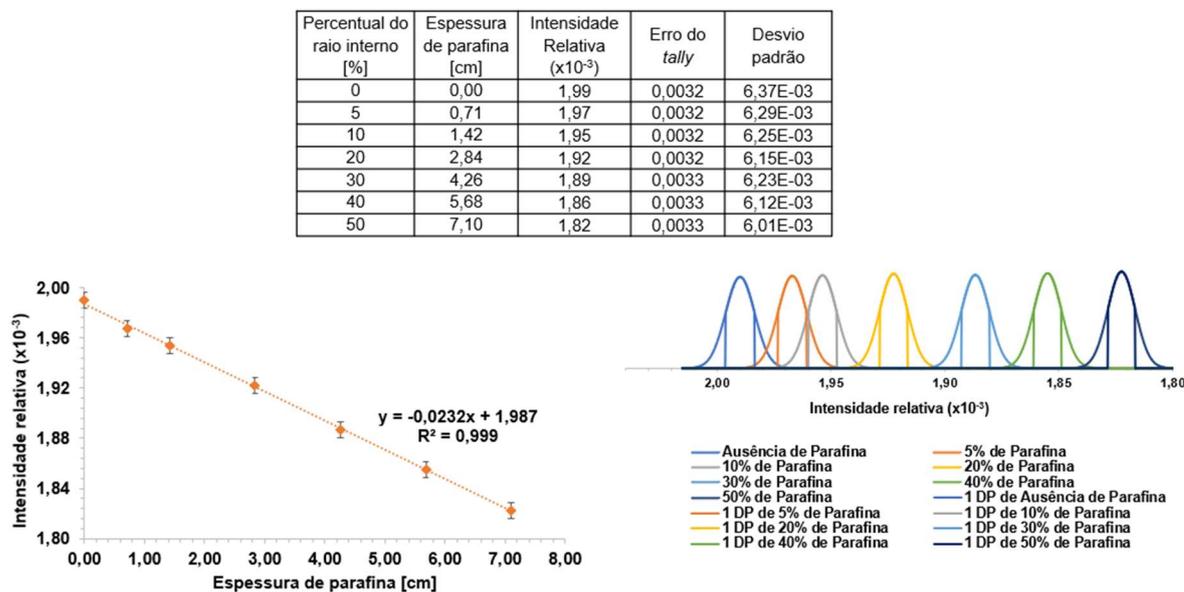
Figura 43 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 12 polegadas com aplicação de 10 milhões de histórias



Fonte: O Autor (2023)

Para o oleoduto de 12 polegadas (Figura 43) apesar de distintas as leituras de ausência e 5% de parafina, as leituras entre 5 e 10% se sobrepõem ainda mais no intervalo de um desvio padrão, quando comparado com o oleoduto de 10 polegadas. Novamente se justifica o fato do aumento do diâmetro e da espessura de parede do oleoduto mantendo-se a energia da fonte e número de histórias.

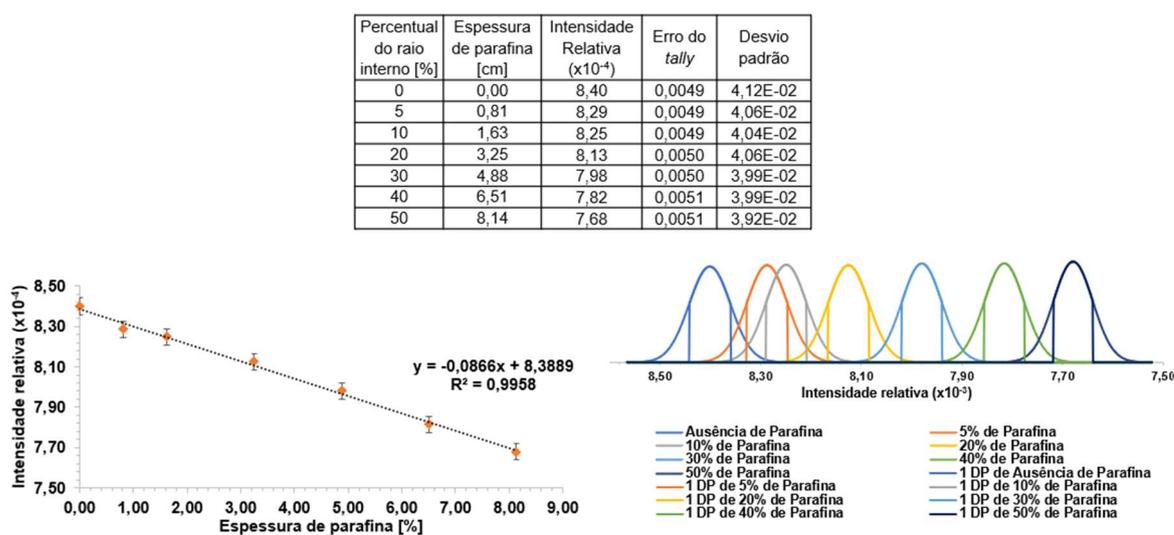
Figura 44 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 14 polegadas com aplicação de 50 milhões de histórias



Fonte: O Autor (2023)

Pode ser observado na Figura 44 que por causa do aumento do número de histórias de 10 para 50 milhões, os registros podem ser distinguíveis no oleoduto de 14 polegadas, dentro do intervalo de confiança de um desvio padrão, o que torna possível a detecção de 5% de parafina nesse intervalo.

Figura 45 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 16 polegadas com aplicação de 50 milhões de histórias



Fonte: O Autor (2023)

Para o oleoduto de 16 polegadas (Figura 45) apesar de distintas as leituras de ausência e 5% de parafina, as leituras entre 5 e 10% se sobrepõem no intervalo de um desvio padrão, o que não garante a detecção de 5% de parafina nesse intervalo. Comparando com o oleoduto de 14 polegadas isso ocorreu por causa do aumento do diâmetro e da espessura de parede do oleoduto mantendo-se a energia da fonte e o número de histórias.

Figura 46 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 18 polegadas com aplicação de 100 milhões de histórias

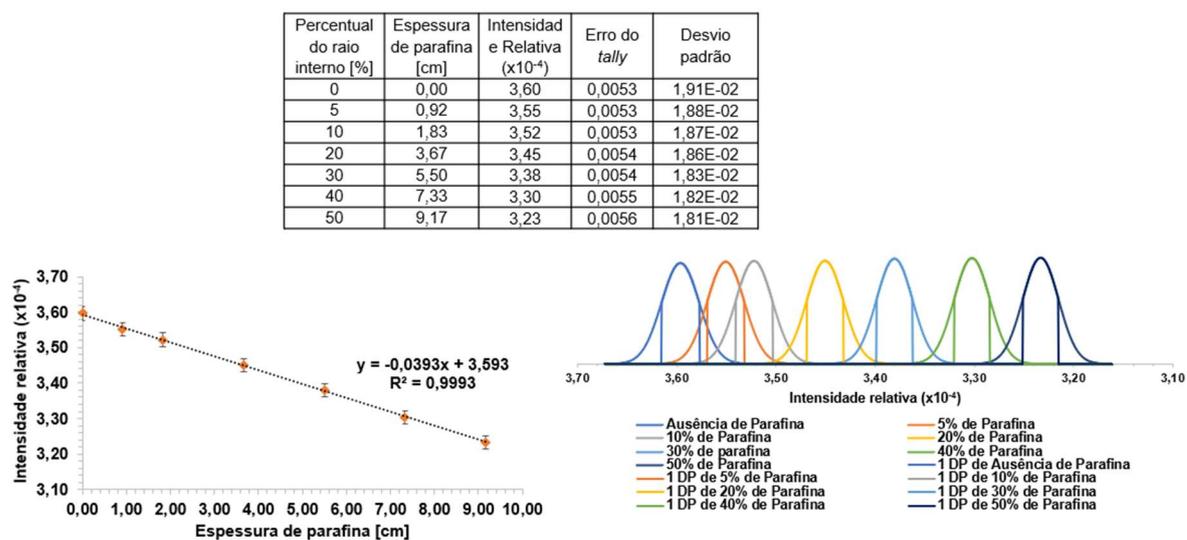
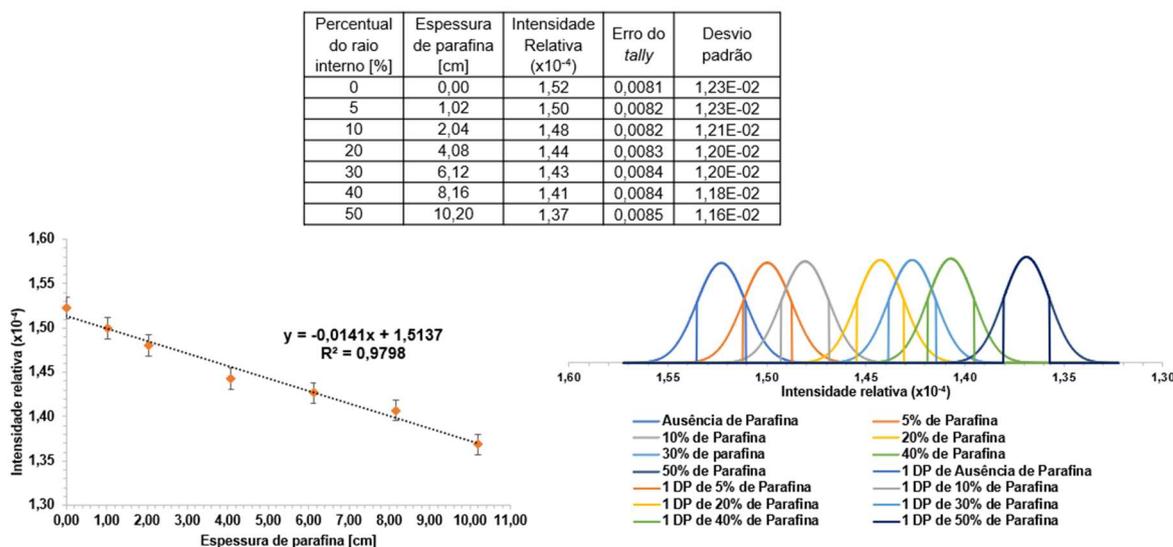
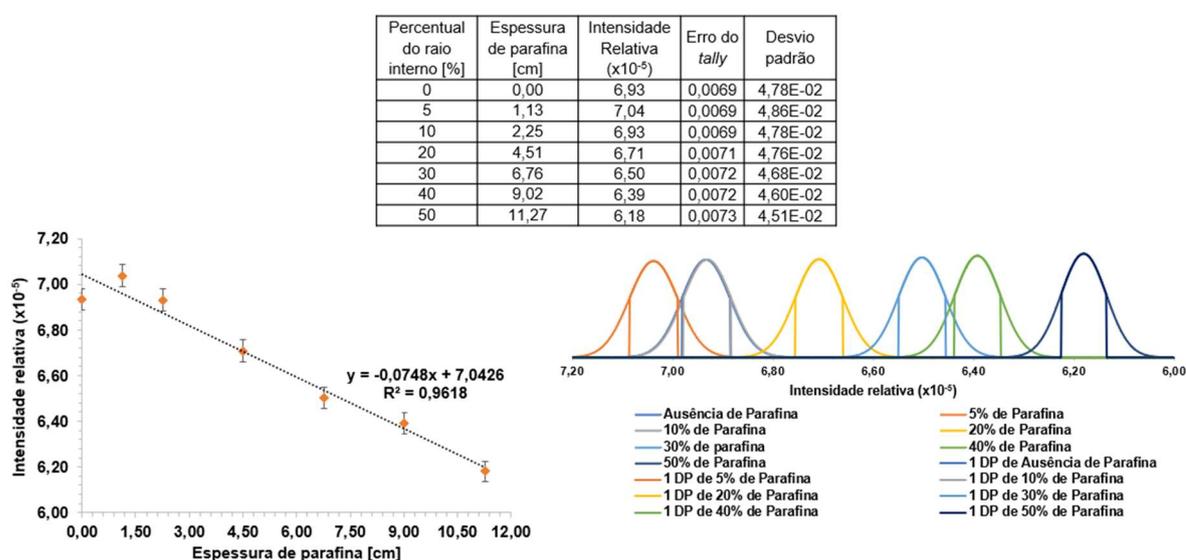


Figura 47 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 100 milhões de histórias



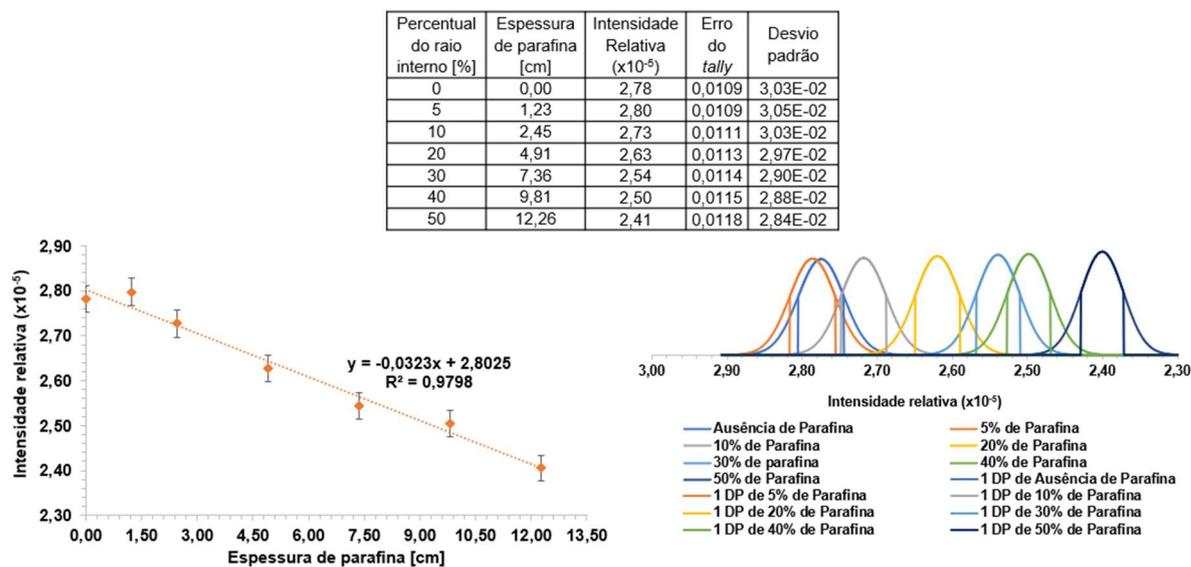
No caso dos oleodutos de 18 e 20 polegadas, para garantir uma estatística confiável nos resultados, o número de histórias foi aumentado para 100 milhões. Conforme se observa nas Figuras 46 e 47, é perceptível a diferença entre ausência e presença de 5%, dentro de um nível de confiança de um desvio padrão. Contudo, a distinção entre as espessuras de 5 e 10% de parafina não é possível nesse intervalo. No caso específico do oleoduto de 20 polegadas, também não é possível a distinção entre 20 e 30% ou entre 30 e 40% no intervalo de um desvio padrão.

Figura 48 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 22 polegadas com aplicação de 300 milhões de histórias



Fonte: O Autor (2023)

Figura 49 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 24 polegadas com aplicação de 300 milhões de histórias



Fonte: O Autor (2023)

Para os oleodutos de maiores diâmetros (22 e 24 polegadas) cujo número de histórias foi de 300 milhões, não é possível a distinção entre ausência e presença de 5% de parafina dentro do intervalo de confiança de um desvio padrão (Figuras 48 e 49). Diferente dos demais oleodutos, a maior leitura não ocorre na ausência de parafina e sim na espessura de 5%. No caso do oleoduto de 22 polegadas, praticamente todas as leituras de ausência de parafina e 10% de parafina se sobrepõem.

Estes resultados mostram que a distinção entre ausência e presença de 5% de parafina é claramente possível nos oleodutos de 8 a 20 polegadas, dentro do intervalo de confiança de um desvio padrão, porém a distinção entre as leituras de 5 e 10% só é possível nos oleodutos de 8 e 14 polegadas. Isso significa que detecção de 5% de parafina no intervalo de um desvio padrão é possível nestes dois oleodutos. Nos oleodutos de 22 e 24, no entanto se percebe que essas distinções não estão claramente definidas. Diante disso surge a necessidade de se ajustar as curvas características dos oleodutos nos quais todas as leituras não ficaram distintas no intervalo de confiança igual ou maior que um desvio padrão.

4.4 AJUSTES DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS

As leituras mostradas na seção anterior têm erro do *tally* $R \leq 0,01$. Contudo apenas nas curvas características dos oleodutos de 8 e 14 polegadas tem-se todas as leituras distintas para detecção das espessuras pré-fixadas de parafina dentro do intervalo de confiança igual ou maior que um desvio padrão. Para que haja essa distinção nos demais oleodutos, o valor de R precisa diminuir para se ter uma redistribuição das curvas de distribuição normal das leituras sem sobreposições no referido intervalo de confiança.

Conforme informado na seção 3.1.1.4, para um *tally* bem-comportado, R será proporcional a $\frac{1}{\sqrt{N}}$. Isso significa que R diminui quando se aumenta N , que é o número de histórias.

Como existe uma relação proporcional entre os termos R e $\frac{1}{\sqrt{N}}$ é possível estimar um fator k , de forma que

$$R = k \frac{1}{\sqrt{NPS}} \quad (21)$$

Onde NPS é equivalente ao número de histórias N .

O fator k é aproximadamente uma constante, como pode ser verificado na caixa TFC impressa no final de cada arquivo de saída. Essa caixa mostra as flutuações estatísticas do *tally* calculado em determinada posição do feixe. Como exemplo, a Figura 50 mostra a caixa TFC referente à posição 26 do oleoduto de 12 polegadas, com 5% de espessura de parafina.

Figura 50 – TFC do arquivo de saída referente à posição 26 do oleoduto de 12 polegadas com 5% de parafina

1tally fluctuation charts						
nps	mean	tally error	vov	1 slope	fom	$\sqrt{nps} \times error$
512000	3.0879E-03	0.0251	0.0006	7.2	2248	
1024000	3.0850E-03	0.0178	0.0003	5.8	2233	
1536000	3.0990E-03	0.0145	0.0002	5.8	2239	
2048000	3.1235E-03	0.0125	0.0002	5.2	2255	
2560000	3.1316E-03	0.0112	0.0001	5.2	2261	
3072000	3.1370E-03	0.0102	0.0001	5.2	2269	
3584000	3.1384E-03	0.0094	0.0001	5.2	2269	17,80
4096000	3.1367E-03	0.0088	0.0001	4.9	2272	
4608000	3.1263E-03	0.0083	0.0001	4.9	2265	
5120000	3.1391E-03	0.0079	0.0001	4.7	2274	
5632000	3.1300E-03	0.0075	0.0001	4.7	2266	17,80
6144000	3.1310E-03	0.0072	0.0001	4.5	2266	
6656000	3.1345E-03	0.0069	0.0000	4.5	2268	
7168000	3.1410E-03	0.0067	0.0000	4.5	2272	17,94
7680000	3.1551E-03	0.0064	0.0000	4.4	2281	
8192000	3.1614E-03	0.0062	0.0000	4.4	2282	
8704000	3.1487E-03	0.0060	0.0000	4.4	2274	17,70
9216000	3.1570E-03	0.0059	0.0000	4.3	2280	
9728000	3.1559E-03	0.0057	0.0000	4.3	2280	
10000000	3.1581E-03	0.0056	0.0000	4.3	2281	17,71

Fonte: O Autor (2023)

Pode ser verificado da Figura 50 que o produto $\sqrt{NPS} \times R$ no decorrer das etapas de cálculo é aleatório e se aproxima de uma constante. Com isso, o valor de k pode ser estimado segundo a expressão

$$k \approx \sqrt{NPS} \times R \quad (22)$$

Considerando que a última linha da caixa TFC é sempre o registro do *tally* da posição 26 utilizado para traçar as curvas características, o valor de k estimado para cada oleoduto foi calculado, multiplicando-se o NPS mostrado na Tabela 11 pelo R da maior espessura de parafina, na referida posição. Os resultados estão na Tabela 14.

Tabela 14 – Fator k estimado para cada oleoduto

Oleoduto [in]	NPS ($\times 10^6$)	R	k estimado
8	10	0,0023	7,27
10	10	0,0038	12,02
12	10	0,0058	18,34
14	50	0,0033	23,33
16	50	0,0051	36,06
18	100	0,0056	56,00
20	100	0,0085	85,00
22	300	0,0073	126,44
24	300	0,0118	204,38

Fonte: O Autor (2023)

Com os valores de k da Tabela 14 pode-se estimar um novo NPS variando-se o R a um valor que ajuste a precisão das leituras. Isso pode ser feito por meio da Equação 23:

$$NPS = \left(\frac{k}{R}\right)^2 \quad (23)$$

Em um aplicativo de cálculo, a Equação 23 foi utilizada juntamente com a função de distribuição normal, onde foi possível estimar novos NPS. Isso foi realizado reduzindo-se o valor de R e observando as curvas de distribuição normal até que a distinção das leituras das curvas características estivesse dentro do intervalo de confiança desejado. Por se tratar de valores estimados, primeiro foi calculado para 1 DP (desvio padrão) e depois para 2 DP. Os resultados estão na Tabela 15.

Tabela 15 – NPS estimados para melhorar a precisão numérica das leituras das curvas características dos oleodutos

Oleoduto [polegada]	NPS estimado (x 10 ⁶)	
	1 DP	2 DP
8	5,28	19,80
10	11,90	40,10
12	18,60	64,70
14	50,00	158,00
16	59,30	227,00
18	100,00	416,00
20	134,00	506,00
22	291,00	989,00
24	1180,00	4550,00

Fonte: O Autor (2023)

Da faixa de valores entre 1 DP e 2 DP da Tabela 15 foi estabelecido um novo valor de NPS para os oleodutos (cuja curva característica precisa ser ajustada), conforme mostrados na Tabela 16.

Tabela 16 – NPS estabelecidos para ajuste das curvas características

Oleoduto [polegada]	NPS estimado (x 10 ⁶)
10	30
12	40
16	150
18	250
20	300
22	650
24	2800

Fonte: O Autor (2023)

Foi atualizado o valor do NPS nos arquivos de entrada referente à posição 26 do feixe (posição no diâmetro) dos oleodutos da Tabela 16 e executado no MCNP6 para os cálculos das novas leituras, com as quais foram traçadas as novas curvas características. Estas curvas estão no Apêndice D.

Comparando-se as curvas do Apêndice D com as curvas correspondentes dos oleodutos apresentadas na seção 4.2 verifica-se que para os oleodutos de 10,

12, 16, 18 e 24 polegadas existe distinção entre todas as leituras no intervalo de confiança igual ou maior que um desvio padrão após a aplicação dos novos valores de NPS da Tabela 16.

Para os oleodutos de 20 e 22 polegadas, no entanto, com o novo NPS estabelecido não foi possível haver a distinção das leituras de ausência e 5% de parafina. No caso do oleoduto de 20 polegadas foi verificado que com um NPS de 198 milhões de histórias essa distinção é possível (Figura 67 do Apêndice D), mas chama a atenção o fato de que com 300 milhões não ocorre essa distinção. No caso do oleoduto de 22 polegadas percebe-se que a leitura de ausência de parafina é a maior (o que não ocorreu com 300 milhões de histórias), mas não há distinção entre ausência e presença de 5% dentro do intervalo de confiança de um desvio padrão.

Diferente de quando aplicado 300 milhões de histórias, no oleoduto de 24 polegadas, com 2,8 bilhões de histórias houve distinção de todas as leituras, mas entre ausência e presença de 5% essa distinção ocorreu no limite do intervalo de um desvio padrão.

Verifica-se então que para os oleodutos de maiores diâmetros (20, 22 e 24 polegadas), a distinção entre ausência e presença de 5% de parafina exige um valor de NPS bem superior dentro do intervalo mostrado na Tabela 15. Foi estabelecido então os limites de NPS estimados na referido tabela, ou seja 510 milhões para o oleoduto de 20 polegadas e 1 bilhão para o de 22 e realizado novos cálculos no MCNP6. Os resultados são mostrados nas Figuras 71 e 72 do Apêndice D, onde se verifica a distinção entre ausência de parafina e 5% de espessura de parafina, porém, diferente dos oleodutos de 8 a 18 polegadas, esse valor limite não foi suficiente para garantir leituras distintas dentro de dois desvios padrões.

O que se conclui dessa seção é que os oleodutos de 20, 22 e 24 polegadas mostram um comportamento diferente na detecção de 5% de parafina. Isso pode estar relacionado com o maior nível de flutuações estatísticas mostrado na diferença entre as leituras para ausência de parafina e 5% de parafina, conforme verificado para os oleodutos de 22 e 24, onde a leitura para 5% chegou a ser maior do que com o oleoduto sem parafina. No caso do oleoduto de 20 polegadas a distinção entre ausência e presença de 5% não ocorreu com 300 milhões de histórias, mas ocorreu com menos histórias (198 milhões).

4.5 EXATIDÃO DO MÉTODO COMPUTACIONAL

As análises feitas nas seções 4.2, 4.3 e 4.4 dizem respeito à precisão dos cálculos numéricos do MCNP6 na aplicação do modelo computacional para detectar a presença de parafina e fazer a distinção das leituras de ausência e 5% de parafina (assim como com as demais espessuras pré-fixadas) dentro do intervalo de confiança de um até dois desvios padrões.

Em relação à exatidão, conforme mostrado na seção 4.1, o modelo obteve uma diferença de 7,4% em relação ao modelo experimental no diâmetro do duto, o que indica que ele é capaz de detectar uma espessura de BaSO₄ igual ou acima desse percentual. Como as análises de detecção de parafina realizada neste estudo foram feitas na posição do feixe que passa pelo diâmetro do oleoduto e sendo mostrado que o modelo computacional detecta 5% de espessura de parafina pode se afirmar que sua exatidão é de 7,4%.

5 CONCLUSÃO

A extração de petróleo em águas profundas possui desafios característicos à garantia de escoamento porque o ambiente frio do fundo do mar oferece condições para a deposição de parafina em oleodutos. Essa deposição reduz o diâmetro interno do duto, aumenta sua rugosidade, provoca o aumento nas perdas de carga por atrito, o que restringe a produção e em caso mais extremos, a obstrução do duto.

Um modelo computacional de oleoduto submarino em águas profundas foi desenvolvido no código MCNP6, onde foi aplicada a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama. Como essa pesquisa não encontrou na literatura dados experimentais resultantes do uso da técnica na detecção de parafina, o modelo foi aplicado para simular uma experiência que utilizou a técnica para detectar outro tipo de incrustação encontrada nos dutos de petróleo. Os resultados mostraram coerência do modelo computacional com o experimental, tendo sido verificado um erro relativo máximo de 7,4% na posição que passa pelo diâmetro do oleoduto.

Utilizando o modelo foi realizado perfilagens em nove oleodutos utilizados na indústria do petróleo com o objetivo de detectar a presença de parafina em suas paredes internas.

Na simulação foi utilizado uma energia de 0,662 MeV (correspondente ao radioisótopo ^{137}Cs). Os arquivos de entrada foram elaborados considerando a técnica de perfilagem por transmissão da radiação gama e as características dos materiais definidos na geometria do modelo. Os arquivos foram executados no MCNP6 para o cálculo das intensidades relativas em 26 posições ao longo da seção transversal de cada oleoduto, onde para cada oleoduto foram plotados os gráficos de perfil de transmissão. As análises realizadas em diferentes regiões do oleoduto mostraram ser mais provável a detecção de parafina na posição do feixe que passa pelo diâmetro do oleoduto.

Com as leituras das intensidades relativas simuladas na posição do diâmetro, para cada oleoduto foram traçadas curvas características da presença de parafina e analisado a precisão numérica dos resultados, onde foi necessário fazer ajustes na quantidade do número de histórias para alcançar uma precisão tal que as leituras fossem distintas dentro de um intervalo igual ou maior que um desvio padrão.

Os resultados deste estudo mostraram que o modelo desenvolvido é capaz de detectar 5% de parafina em todos os oleodutos analisados, dentro de um intervalo de confiança igual ou maior que um desvio padrão, embora que nos oleodutos de diâmetros 20, 22 e 24 tenha sido verificado discrepâncias entre as intensidades relativas de ausência e presença de 5% de parafina. Isso exigiu a aplicação de um número de histórias acima do estimado.

Para trabalhos futuros recomenda-se:

- 1- Substituir a fonte especificada neste modelo por outra de maior energia (por exemplo, ^{60}Co) e refazer as simulações nos oleodutos de 20, 22 e 24 polegadas, para eliminar discrepâncias observadas nos cálculos da intensidade relativa e otimizar o número de histórias;
- 2- Fazer um estudo considerando distribuição excêntrica de parafina na parede do oleoduto. Utilizar outras composições de parafina.

REFERÊNCIAS

ABDUL-MAJID, S. Determination of wax deposition and corrosion in pipelines by neutron back diffusion collimation and neutron capture gamma rays. **Applied Radiation and Isotopes**, v. 74, p. 102–108, abr. 2013.

ABDUL-MAJID, S.; MELAIBARI, A.; MALKI, B. Hydrocarbon scale deposits measurements by neutron moderation and capture gamma methods. **Nuclear Instruments and Methods in Physics Research B**, v. 119, p. 433–437, 1996.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da produção de petróleo e gás natural nº 121**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2020/boletim-12-2020.pdf>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da produção de petróleo e gás natural nº 136**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2021/12-2021-boletim.pdf>>. Acesso em: 1 fev. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da produção de petróleo e gás natural nº 148**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da produção de petróleo e gás natural nº 152**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletim-abril.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

AIYEJINA, A. et al. Wax formation in oil pipelines: A critical review. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 37, n. 7, p. 671–694, 2011.

AL-YAARI, M. Paraffin wax deposition: mitigation and removal techniques. **Society of Petroleum Engineers**, p. 14–16, 2011.

AUM, Y. K. P. G. **Modelagem e simulação da deposição de parafinas em escoamento turbulento**. Dissertação (mestrado)—Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

AZEVEDO, F. B.; LACERDA, V. T.; SOLANO, R. F. **Pipe-in-pipe for gas production in deep water offshore Brazil**. 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. **Anais...**Honolulu, Hawaii: American Society of Mechanical Engineers, 5 jun. 2009.

BESERRA, M. T. F. **Avaliação da espessura de incrustação em dutos de extração de petróleo**. Dissertação (mestrado)—Rio de Janeiro: Instituto de Radioproteção e Dosimetria, 2012.

BOLDO, E. M.; APPOLONI, C. R. Aplicações do espalhamento Compton de raios Gama. **Publicação Técnica do Laboratório de Física Nuclear Aplicada**, v. 14, n. 1, 2010.

BORDALO, S. N.; OLIVEIRA, R. **Escoamento Bifásico Óleo-Água com Precipitação de Parafinas em Dutos Submarinos de Produção de Petróleo**. 4º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás - PDPETRO. **Anais...**Campinas, São Paulo: Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - ABPG, 21 out. 2007.

CARNEIRO JUNIOR, C. **Desenvolvimento de um Sistema de Inspeção Baseado em Transmissão Gama para Aplicação em Dutos Flexíveis e Colunas Industriais**. Dissertação (mestrado)—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

CHEN, H. et al. Ultrasonic detection and analysis of wax appearance temperature of kingfisher live oil. **Energy and Fuels**, v. 28, n. 4, p. 2422–2428, 17 abr. 2014.

CHEN, X. T. et al. **Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**San Antonio, Texas: Society of Petroleum Engineers, 5 out. 1997.

CHEN, X.; TSANG, Y.; ZHANG, H.-Q. **Pressure-wave propagation technique for blockage detection in subsea flowlines**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Anaheim, California: Society of Petroleum Engineers, 11 nov. 2007.

COLLINS, A. G. **Geochemistry of oilfield waters**. New York: Elsevier scientific publishing company, 1975.

CRUZ, S. R. **Estudo da Deposição da Parafina em Escoamento Multifásico em Dutos**. Dissertação (Mestrado)—Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011.

DANTAS NETO, A. A. et al. Determination of Wax Appearance Temperature (WAT) in paraffin/solvent systems by photoelectric signal and viscosimetry. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**, v. 3, n. 4, p. 149–157, 2009.

DOBBS, J. B. **A unique method oh paraffin control in production operations**. SPE Rocky Mountain Regional Meeting. **Anais...**Gillette, Wyoming: Society of Petroleum Engineers Inc, 15 maio 1999.

ESTEFEN, S. F. Ultimate strength of rigid risers and pipelines for deepwater applications. **Transactions on the Built Environment**, v. 29, p. 10, 1997.

FERREIRA, C. A. M. **Detecção de alagamento de anular em dutos flexíveis usando a técnica de transmissão da radiação gama**. Tese (doutorado)—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, ago. 2021.

GOORLEY, J. T. et al. **Initial MCNP6 Release Overview-MCNP6 version 1.0**. Los Alamos: Los Alamos National Laboratory, 2013.

GOUVEIA, J. C. C. DE. **Análise Crítica de Engenharia para Dutos Rígidos Submetidos a Grandes Deformações**. Dissertação (Mestrado)—Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 2010.

GUEDES, K. A. N. **Simulação por meio do código MCNPX de tomografia gama e validação com dados experimentais**. Dissertação (mestrado)—Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2016.

HERNÁNDEZ, J. F.; GARCIA, P. R. **Metodología para medir espesores de pared en tubos metálicos**. Aplicaciones Industriales de la Radiacion. **Anais...**Cidade do México : Instituto Mexicano del Petróleo, 1992.

HOFFMANN, R.; AMUNDSEN, L.; SCHÜLLER, R. Online monitoring of wax deposition in sub-sea pipelines. **Measurement Science and Technology**, v. 22, n. 7, 2011.

IZWEI, M. A. A.; SANOUSSI, N. S.; ZUWAY, S. A. A. Study of Inlet Cargo Temperature of Crude Oil in Transportation Pipeline at a Critical Section to Avoid Gel Formation Using Explicit Method. **Journal of Engineering Research and Application**, v. 9, n. 5, p. 27–36, 2019.

JOHANSEN, G. A.; JACKSON, P. Salinity independent measurement of gas volume fraction in oil/gas/water pipe flows. **Applied Radiation and Isotopes**, v. 53, p. 595–601, 2000.

JOHANSEN, G. A.; JACKSON, P. **Radioisotope gauges for industrial process measurements**. Southern Gate, Chichester: John Wiley & Sons, 2004.

KNOLL, G. F. **Radiation detection and measurement**. 4. ed. Ann Arbor, Michigan: John Wiley & Sons, 2010.

KOPTEV, V. Y.; KOPTEVA, A. V. Improving Paraffin Deposits Detection Methodology for Better Ecological Safety during Hydrocarbon Transportation. **International Journal of Applied Engineering Research**, v. 12, n. 5, p. 618–621, 2017.

KOPTEVA, A. et al. **Development of a system for automated control of oil transportation in the Arctic region to prevent the formation of paraffin deposits in pipelines**. Proceedings of EECE 2019: Energy, Environmental and Construction Engineering. **Anais...**St. Petersburg, Russia: EDP Sciences, 19 nov. 2019.

KOPTEVA, A.; STARSHAYA, V. **Radioisotope measuring system for oil stream asphaltene-resin-paraffin deposits ARPD parameters**. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. **Anais...**Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 24 out. 2016.

LIU, L. J.; SCOTT, S. L. **A new method to locate partial blockages in subsea flowlines**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers Inc, 30 set. 2001.

LOPES, R. T. et al. Detection of paraffin deposition inside a draining tubulation by the Compton Scattering Technique. **Applied Radiation and Isotopes**, v. 48, n. 10–12, p. 1443–1450, 1997.

LOS ALAMOS NATIONAL LABORATORY. **Monte Carlo N–Particle Transport Code System Including MCNP6.1, MCNP5-1.60, MCNPX-2.7.0 and Data Libraries**. Los Alamos, New Mexico: Radiation Safety Information Computational Center, 2013.

MARINHO, C. A. et al. **Gamagrafia como técnica de inspeção em dutos submarinos**. 8ª Coteq: Conferência sobre tecnologia de equipamentos. **Anais...** Salvador: Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, 2005.

MARINHO, C. A. et al. **Monitoração e quantificação de incrustações por métodos radiográficos**. CONAEND&IEV2008. **Anais...**São Paulo: ABENDI e PROMAI, jun. 2008.

MATOS, S. F.; ALTOÉ, L. Análise da garantia de escoamento de petróleo em águas profundas em relação à deposição de parafina. **Latin American Journal of Energy Research**, v. 6, n. 2, p. 12–31, 2020.

MATZAIN, A. et al. Investigation of paraffin deposition during multiphase flow in pipelines and wellbores - Part 1: Experiments. **Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME**, v. 124, n. 3, p. 180–186, set. 2002.

MCCAWE, D. D.; HULBERT, V. G.; SMITH, A. E. **Gamma scanning of large sieve tray towers**. NUCLEX 75: International Nuclear Industries Fair and Technical Meetings. **Anais...**Basel, Switzerland: Atomic Energy of Canada Limited, 7 out. 1975.

MCCONN JR, R. J. et al. **Compendium of Material, Composition Data for Radiation e Transport Modeling**. Washington: Pacific Northwest National Laboratory, 2011.

MEI, I. L. S. et al. Real-time monitoring and measurement of wax deposition in pipelines via non-invasive electrical capacitance tomography. **Measurement Science and Technology**, v. 27, n. 2, 29 dez. 2015.

MORAIS, J. M. DE. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Petrobras, 2013.

OLIVEIRA, A. A. Casos históricos de sucesso na utilização do MAD- pig para a localização de obstruções em dutos. **Boletim Técnico da Produção de Petróleo**, v. 1, n. 1, p. 95–126, 2006.

OLIVEIRA, D. F. et al. Gamma transmission system for detection of scale in oil exploration pipelines. **Nuclear Instruments and Methods in Physics Research A**, v. 784, p. 616–620, 1 jun. 2015.

PORTO, T. R. N.; DE LIMA, A. G. B. Escoamento transiente de óleo parafínico em duto de seção circular: modelagem e simulação. **Holos**, v. 1, p. 155–173, 2017.

SALGADO, C. M. **Identificação de Regimes de Fluxo e Predição de Frações de Volume em Sistemas Multifásicos Usando Técnica Nuclear e Rede Neural Artificial**. Tese (Doutorado)—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

SANTOS, J. DA S. T.; FERNANDES, A. C.; GIULIETTI, M. Study of the paraffin deposit formation using the cold finger methodology for Brazilian crude oils. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 45, n. 1–2, p. 47–60, 30 nov. 2004.

SANTOS, V. C. P.; DA SILVA, D. J. R.; GOMES, V. L. A. Análise física de amostras de petróleo da bacia SE-AL utilizando o método do densímetro API. **Caderno de Graduação - Ciências exatas e tecnológicas - UNIT - ALAGOAS**, v. 5, p. 53–60, nov. 2019.

SEBRAE. **Petrobras Conexões para Inovação**. Disponível em: <[https://www.sebrae.com.br/Sebrae/Portal Sebrae/Anexos/26_Desafios 2020.pdf](https://www.sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/Anexos/26_Desafios%202020.pdf)>.

SHIRAKAWA, Y. A build-up treatment for thickness gauging of steel plates based on gamma-ray transmission. **Applied Radiation and Isotopes**, v. 53, p. 581–586, 2000.

SILVA, I. L. M.; LOPES, R. T.; JESUS, E. F. O. Tube defects inspection technique by using Compton gamma-rays backscattering. **Nuclear Instruments and Methods in Physics Research**, v. A, n. 422, p. 957–963, 1999.

SILVA, T. G. D. et al. Modelagem matemática da densidade de poços alagoanos utilizando redes neurais artificiais. **Caderno De Graduação - Ciências Exatas E Tecnológicas - UNIT - ALAGOAS**, v. 5, p. 131–138, 2018.

SOARES, L. L. DE O. **Determinação do início da deposição de parafina em dutos de produção e transporte de petróleo utilizando Sensor Multipontos de Temperatura (SMpT)**. Dissertação—Salvador: Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, 2017.

SOARES, M. **Sistema de Detecção de Incrustações em Dutos de Transporte de Petróleo pela Técnica de Transmissão Gama**. Tese (doutorado)—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

SOWERBY, B. D.; ROGERS, C. A. Gamma-ray density and thickness gauges using ultra-low activity radioisotope sources fillin. **Applied Radiation and Isotopes**, v. 63, p. 789–793, 2005.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of petroleum product analysis**. 2. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2015.

STAMATAKIS, E. et al. Validation of radiotracer technology in dynamic scaling experiments in porous media. **Chemical Engineering Science**, v. 60, n. 5, p. 1363–1370, mar. 2005.

TARANTINO, G. B. et al. Characterization and evaluation of waxy crude oil flow. **Brazilian Journal of Chemical Engineering**, v. 33, n. 4, p. 1063–1071, 1 out. 2016.

TAUHATA, L. et al. **Radioproteção e dosimetria: Fundamentos**. 10. ed. Rio de Janeiro: Comissão Nacional de Energia Nuclear, 2014.

TEIXEIRA, P. B. et al. **Simulação de doses ocupacionais em radiografia industrial**. 2005 International Nuclear Atlantic Conference. **Anais...**Santos, São Paulo: Associação Brasileira de Energia Nuclear - ABEN, 28 ago. 2005.

TEIXEIRA, T. P. **Predição da espessura de incrustação em tubulações usadas no transporte de petróleo utilizando radiação gama e rede neural artificial**. Dissertação (mestrado)—Rio de Janeiro: Instituto de Engenharia Nuclear, 2018.

TERZIAN, R. L. **Conceitos e metodologias de gestão de projeto e sua aplicação ao caso da integridade da malha dutoviária**. Dissertação (mestrado)—Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

THEYAB, M. A. Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. **Open Access Journal of Science**, v. 2, n. 2, 12 mar. 2018.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Inteligência, 2001.

TUBOS ABC. **Tubos API 5L graus X42 a X80**. Disponível em: <https://www.tubosabc.com.br/tubos/tubos-api-5l/?doing_wp_cron=1684622473.7044830322265625000000>. Acesso em: 20 maio. 2022.

TUPER. **Tubos API 5L**. Disponível em: <<https://www.tuper.com.br/wp-content/uploads/2019/10/Catalogo-de-Tubos-API-Tuper.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2021.

TYCOON PIPING SOLUTION. **API 5L X65 PSL2 Pipe**. Disponível em: <<https://www.oilandgaspipingmaterials.com/iso-3183-l450-api5l-x65-psl1-psl2-pipe-suppliers.html>>. Acesso em: 13 jul. 2023.

VIANA, C. **Passagem de PIG - operação crítica: Conceitos, operações e recomendações**. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/passagem-de-pig-operação-crítica-conceitos-operações-viana/?originalSubdomain=pt>>. Acesso em: 30 maio. 2023.

VILLELA, M. J. R. **Análise do comportamento da temperatura em sistemas de produção de petróleo: Comparação entre completação seca e molhada**. Dissertação (mestrado)—Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.

WANG, Z. et al. Crude oil and refined product fingerprinting: principles. Em: MORRISON, R. D.; MURPHY, B. L. (Eds.). **Environmental forensics: contaminant specific guide**. Frederiksberg C, Denmark: Academic Press, 2006. p. 340–407.

WOO, G. T.; GARBIS, S. J.; GRAY, T. C. **Long term control of paraffin deposition**. 59th Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 16 set. 1984.

XAVIER, F. M.; CAVALCANTI, V. D.; MANZELA, A. A. Desafios de Garantia de Escoamento na Exploração de Campos do Pré-Sal. **Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana**, v. 3, p. 33–44, 2016.

YEH, M. K.; KYRIAKIDES, S. **Collapse of Deepwater Pipelines**. 18th Offshore Technology Conference . **Anais...**Houston, Texas: American Society of Mechanical Engineers, 5 maio 1986.

YORIYAZ, H. Método de Monte Carlo: princípios e aplicações em Física Médica. **Revista Brasileira de Física Médica**, v. 3, n. 1, p. 141–149, 2009.

APÊNDICE A – EXEMPLO DE ARQUIVO DE ENTRADA

A seguir é mostrado um arquivo de entrada para o cálculo da intensidade relativa em um eletroduto de 24 polegadas com espessura de 5% de parafina, com a fonte posicionada em $x=-23,92$ cm, $y=19,51$ cm e $z=0$ e o detector em $x=23,92$ cm, $y=19,51$ cm e $z=0$.

```

c 5% DE PARAFINA EM DUTO DE PETROLEO DE 24 POL
c
c CELL CARDS
c
  1  1 -0.8750 -1 -4 5      imp:p=1 $ Oleo bruto
  2  2 -0.9300 1 -2 -4 5   imp:p=1 $ Parafina
  3  3 -7.8740 2 -3 -4 5   imp:p=1 $ Parede do duto(Aco)
  4  4 -3.67  -7 8 -9      imp:p=1 $ Detector
  5  5 -1.047 -6 #1 #2 #3 #4 imp:p=1 $ Agua do mar
  6  0  6                  imp:p=0 $ Universo infinito

c SURFACE CARDS
  1 cz 23.30                $ Parede interna com camada de parafina
  2 cz 24.53                $ Parede interna
  3 cz 30.48                $ Parede externa
  4 pz 15                   $ Limite frontal do duto
  5 pz -15                  $ Limite posterior do duto
  6 so 80                   $ Limite do ambiente externo
  7 c/x 19.51 0 0.25        $ Detector
  8 px 23.92                $ Face do detector
  9 px 25.92                $ Fundo do detector

c DATA CARDS
c
mode p
phys:p 10 1 1 0 0
c
c MATERIAL CARDS
M1  1000.04p  -0.123246      $ Oleo bruto
    6000.04p  -0.852204
    7000.04p  -0.007014
    16000.04p -0.017535

c
M2  1000.04p  -0.148605      $ Parafina
    6000.04p  -0.851395

c
M3  26000.04p  -1.0          $ Aco
c
M4  11000.04p  -0.50000      $ Detector
    53000.04p  -0.50000

c
M5  1000.04p  -0.107423      $ Agua do mar
    8000.04p  -0.852577
    11000.04p -0.015735
    17000.04p -0.024265

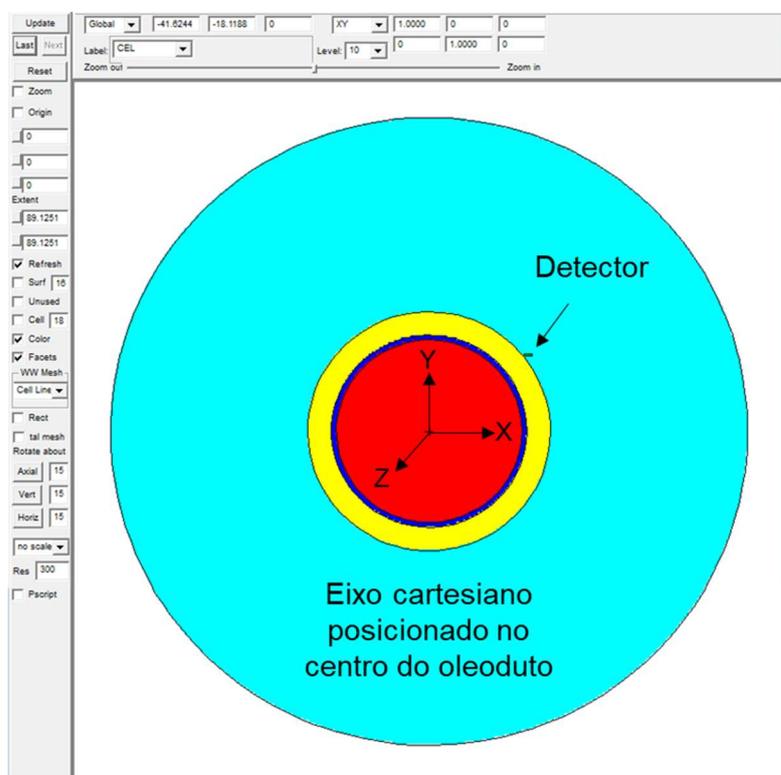
c
c SOURCE CARD
c SOURCE: Cs-137

```

```
sdef erg= 0.662 pos= -23.92 19.51 0 dir= 1 vec= 1 0 0 par=2  
c  
c TALLY CARD  
f1:p 8  
c1 0 1  
print 140  
nps 3e8
```

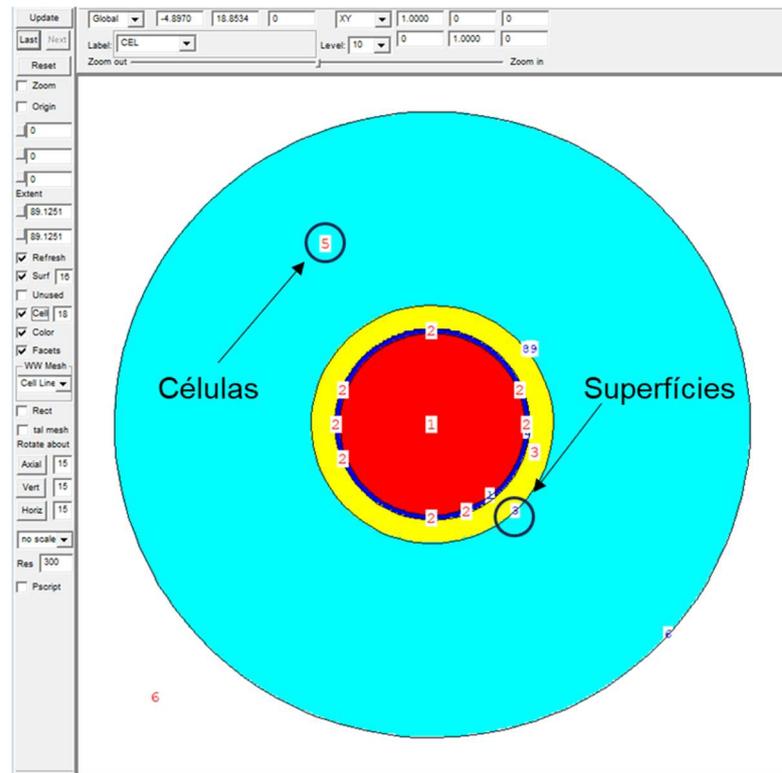
As Figuras 51, 52 e 53 mostram a representação do oleoduto de 24 polegadas vista no MCNP6 correspondente ao arquivo de entrada mostrado acima.

Figura 51 – Representação do oleoduto de 24 polegadas com 5% de espessura de parafina destacando-se a presença do detector



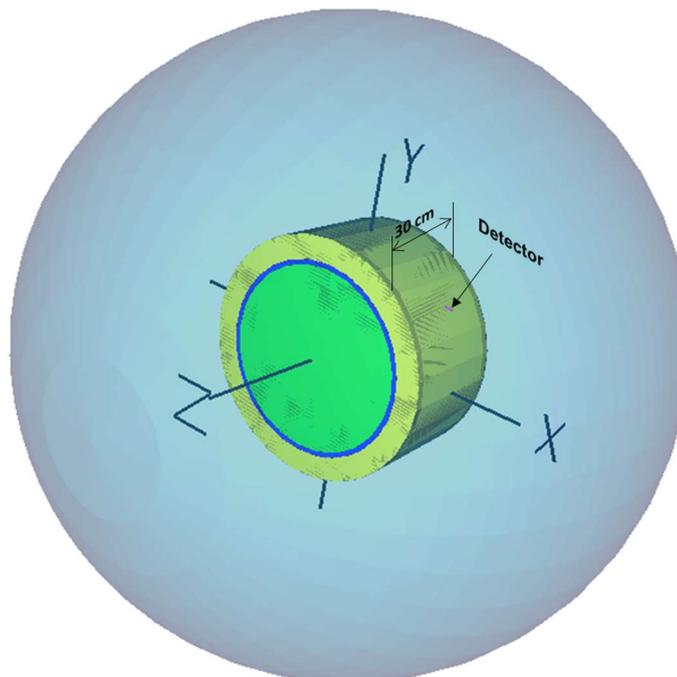
Fonte: O Autor (2023)

Figura 52 - Representação do oleoduto de 24 polegadas destacando-se as células e superfícies



Fonte: O Autor (2023)

Figura 53 - Representação 3D vista no MCNP6 do oleoduto de 24 polegadas com espessura de 5% de parafina

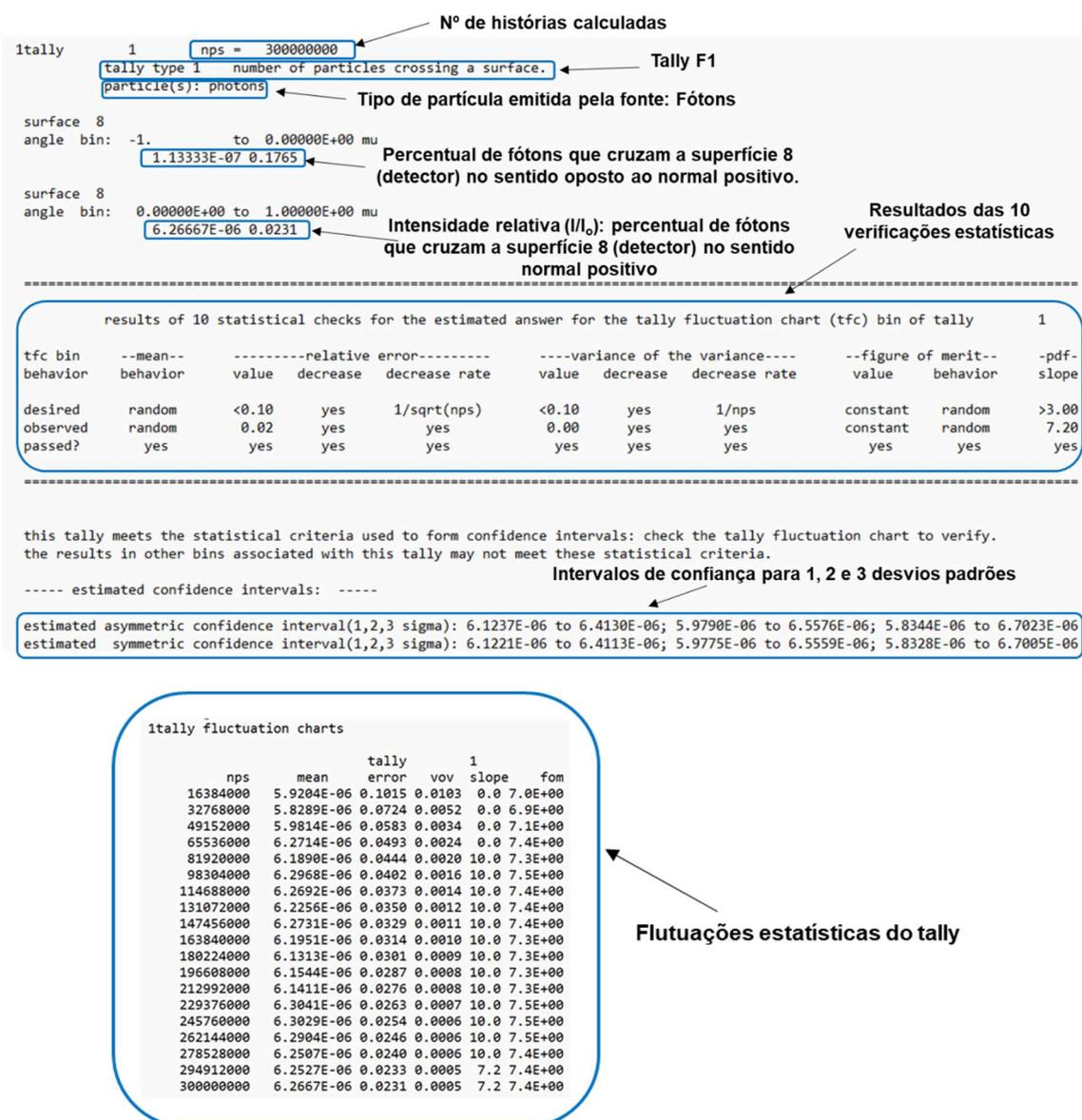


Fonte: O Autor (2023)

APÊNDICE B – EXEMPLO DE ARQUIVO DE SAÍDA

A Figura 54 mostra o arquivo de saída correspondente à execução do arquivo de entrada apresentado no Apêndice A.

Figura 54 – Recorte do arquivo de saída que mostra o cálculo da intensidade relativa

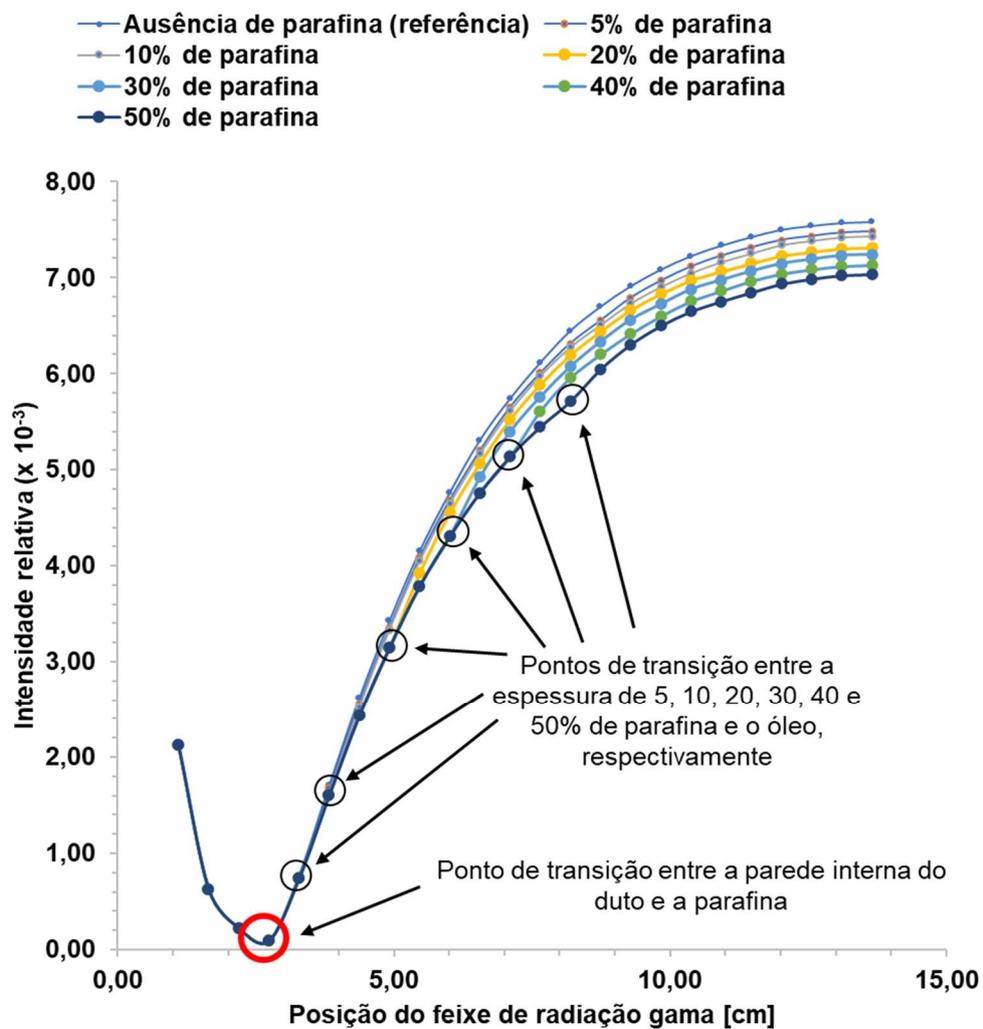


Fonte: O Autor (2023)

A intensidade relativa considerada para a análise é a referente ao percentual de fótons que cruzam a superfície 8 (que representa o detector) na direção do eixo x e no sentido positivo, onde fonte e detector estão alinhados.

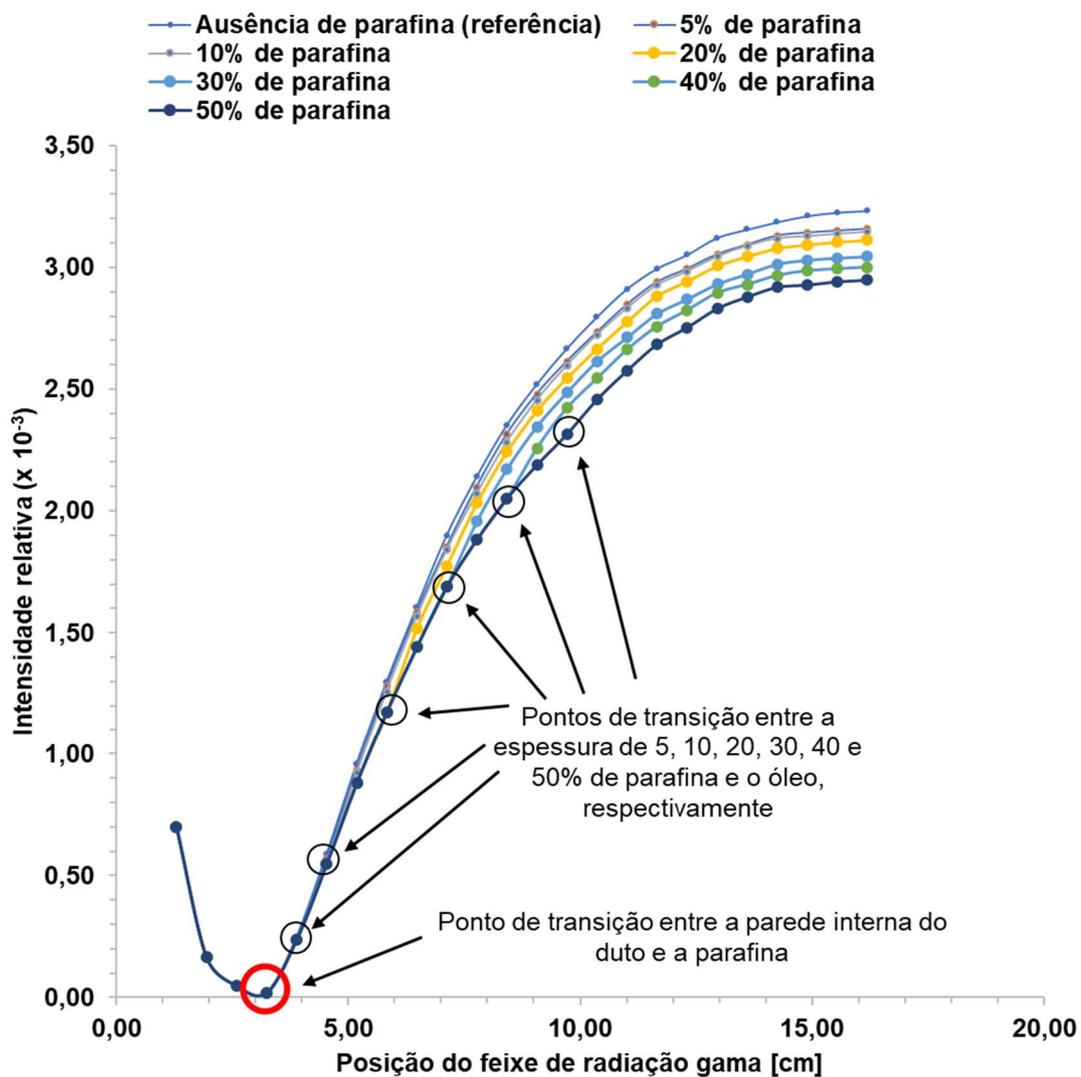
APÊNDICE C – PERFILAGEM DOS OLEODUTOS DE 10 A 24 POLEGADAS

Figura 55 - Perfilagem do oleoduto de 10 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



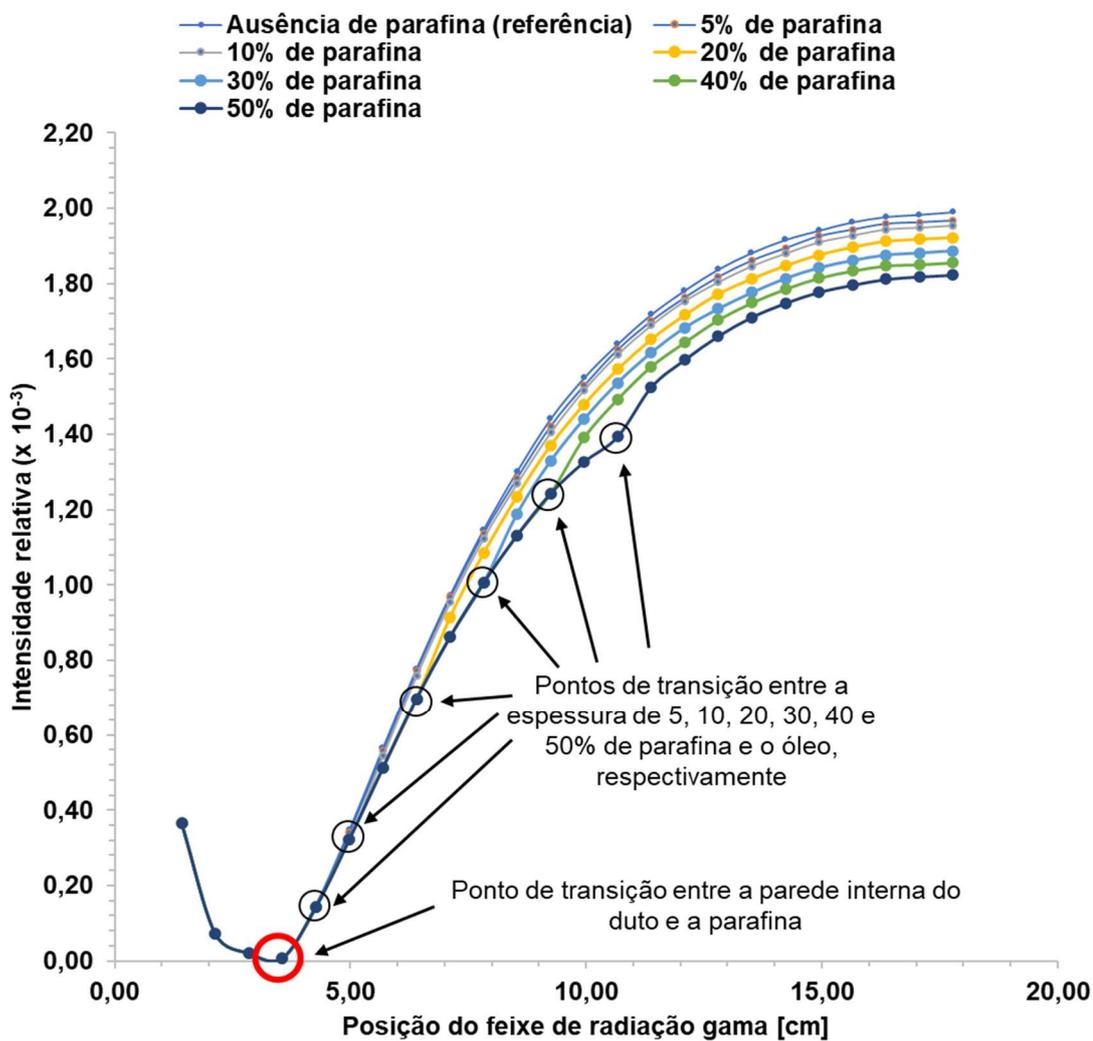
Fonte: O Autor (2023)

Figura 56 - Perfilagem do oleoduto de 12 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



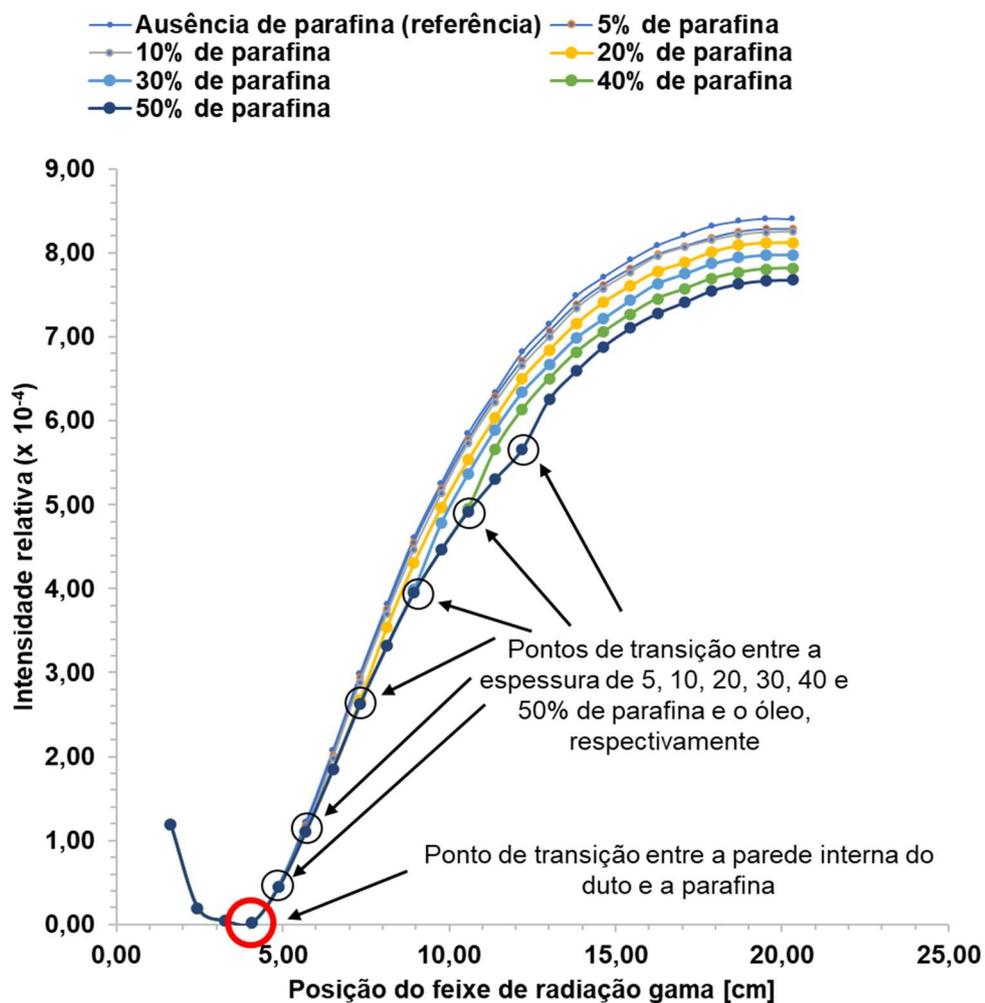
Fonte: O Autor (2023)

Figura 57 - Perfilagem do oleoduto de 14 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



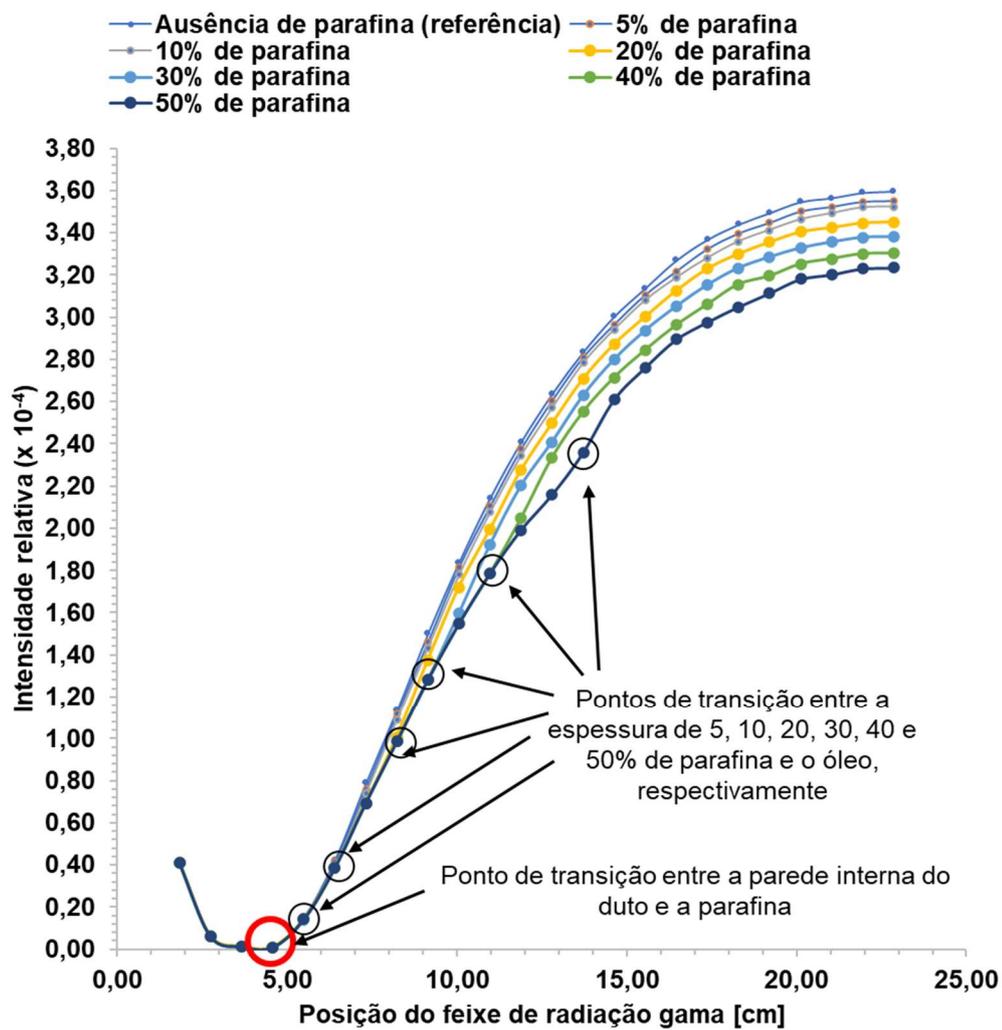
Fonte: O Autor (2023)

Figura 58 - Perfilagem do oleoduto de 16 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



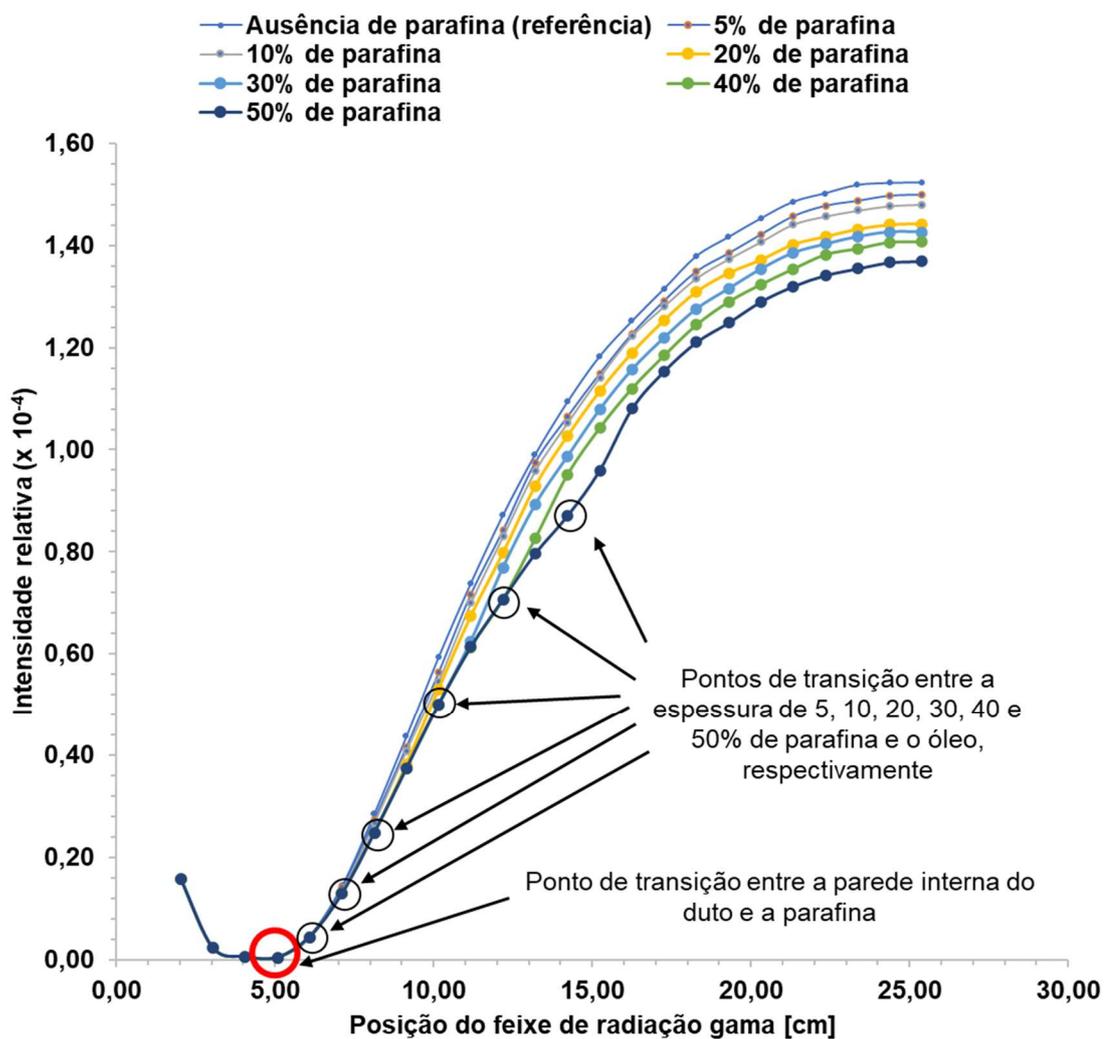
Fonte: O Autor (2023)

Figura 59 - Perfilagem do oleoduto de 18 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



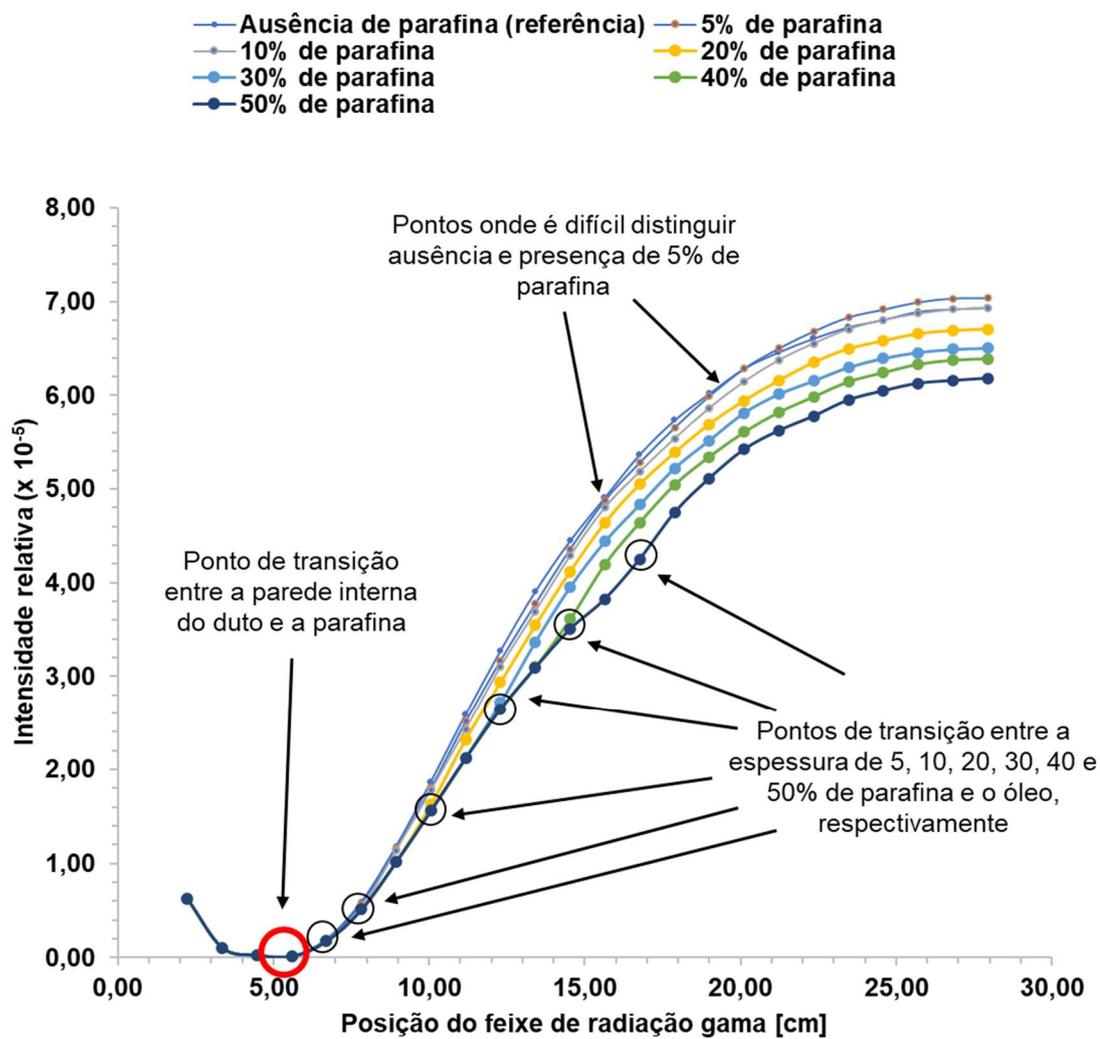
Fonte: O Autor (2023)

Figura 60 - Perfilagem do oleoduto de 20 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



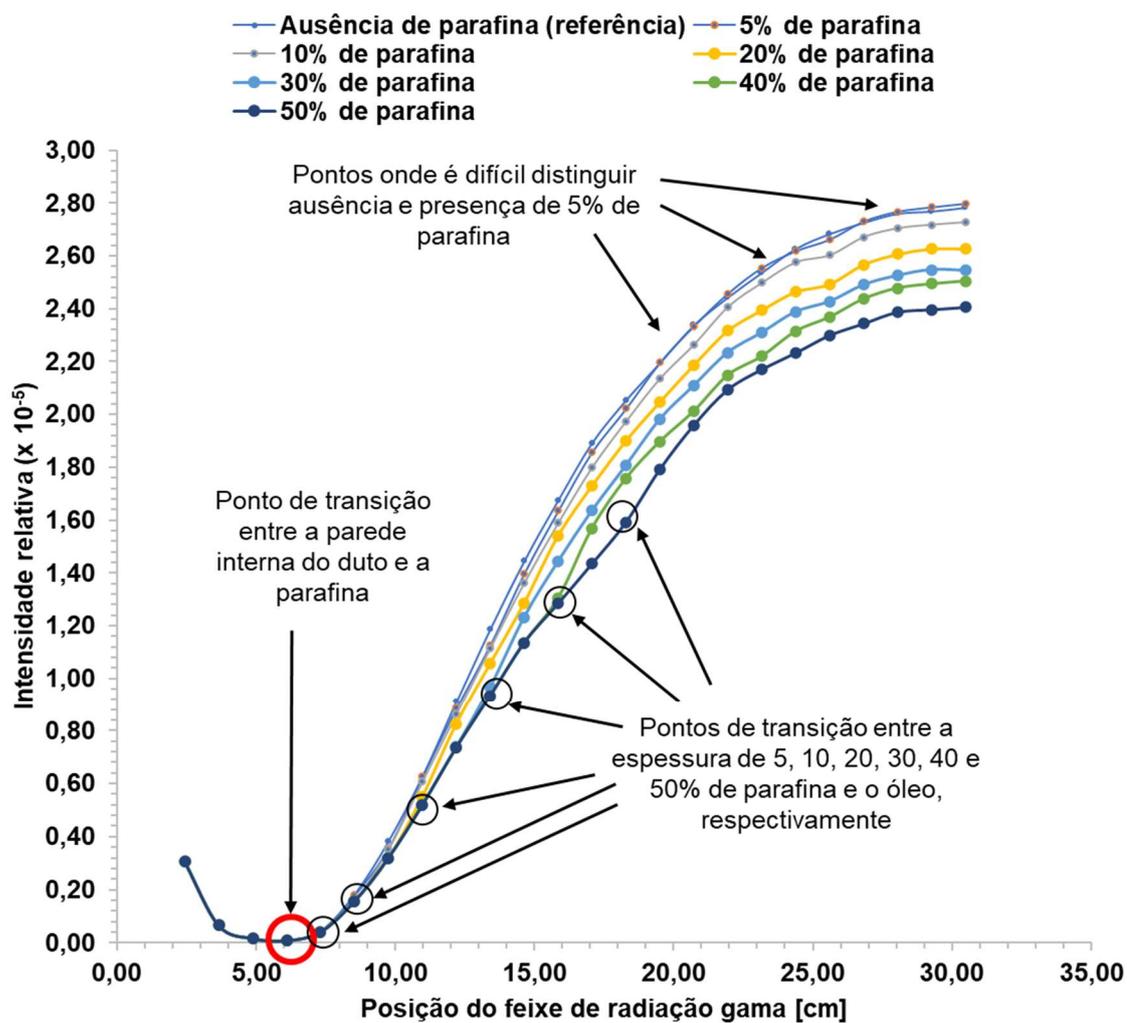
Fonte: O Autor (2023)

Figura 61 - Perfilagem do oleoduto de 22 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina



Fonte: O Autor (2023)

Figura 62 - Perfilagem do oleoduto de 24 polegadas com camadas pré-fixadas de parafina

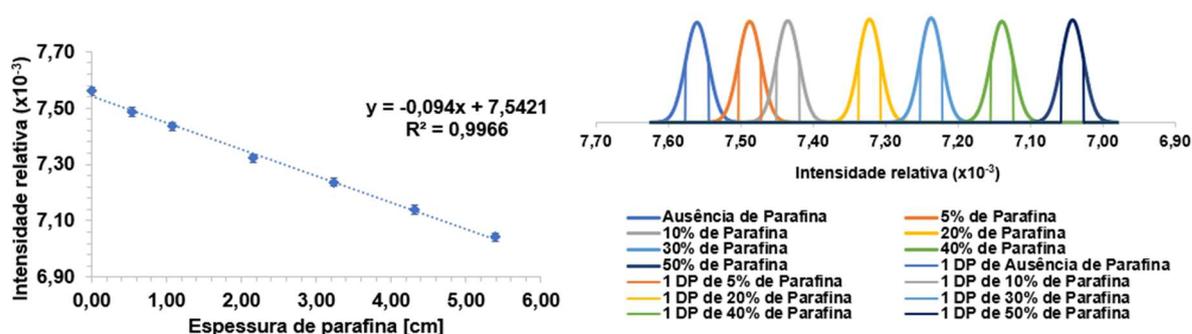


Fonte: O Autor (2023)

APÊNDICE D – CURVAS CARACTERÍSTICAS AJUSTADAS

Figura 63 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 10 polegadas com aplicação de 30 milhões de histórias

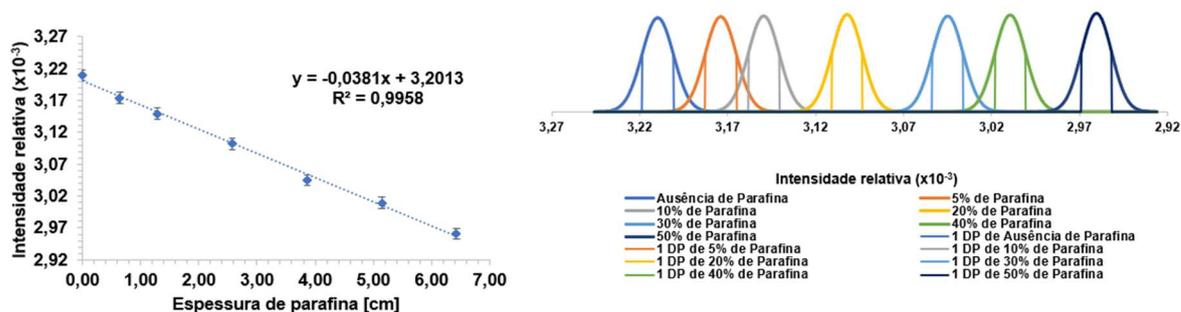
Percentual do raio interno	Espessura de parafina [cm]	Intensidade relativa ($\times 10^{-3}$)	Erro do tally	Desvio Padrão
0%	0,00	7,56	0,0021	1,59E-02
5%	0,54	7,49	0,0021	1,57E-02
10%	1,08	7,43	0,0021	1,56E-02
20%	2,16	7,32	0,0021	1,54E-02
30%	3,24	7,24	0,0021	1,52E-02
40%	4,32	7,14	0,0022	1,57E-02
50%	5,40	7,04	0,0022	1,55E-02



Fonte: O Autor (2023)

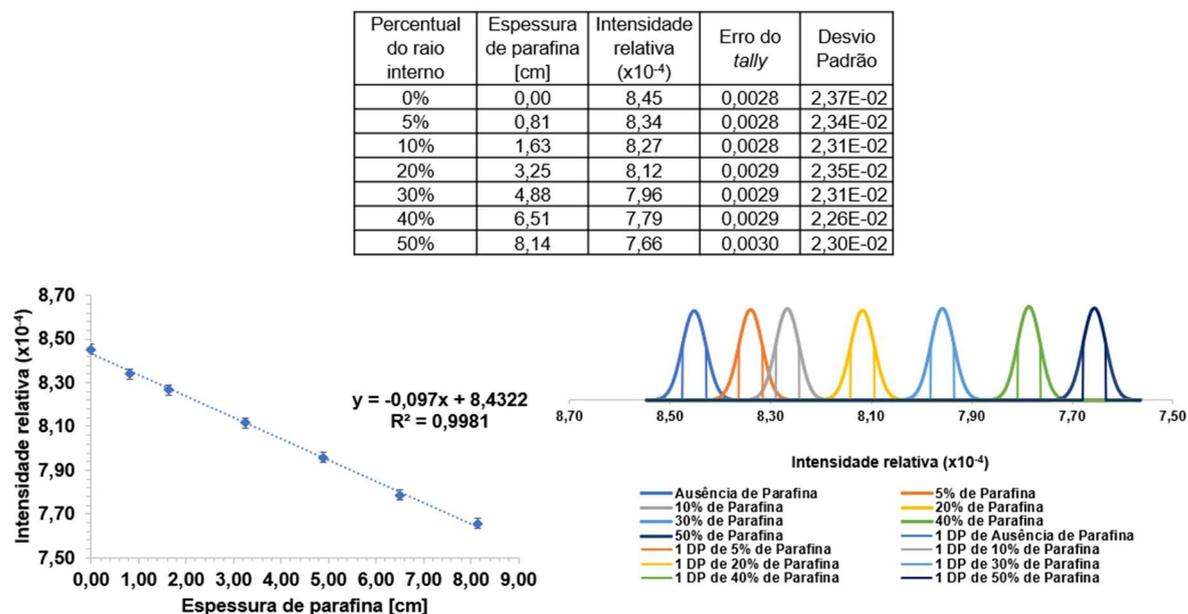
Figura 64 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 12 polegadas com aplicação de 40 milhões de histórias

Percentual do raio interno	Espessura de parafina [cm]	Intensidade relativa ($\times 10^{-3}$)	Erro do tally	Desvio Padrão
0%	0,00	3,21	0,0028	8,99E-03
5%	0,64	3,17	0,0028	8,89E-03
10%	1,29	3,15	0,0028	8,82E-03
20%	2,57	3,10	0,0028	8,69E-03
30%	3,86	3,04	0,0029	8,83E-03
40%	5,14	3,01	0,0029	8,73E-03
50%	6,43	2,96	0,0029	8,59E-03



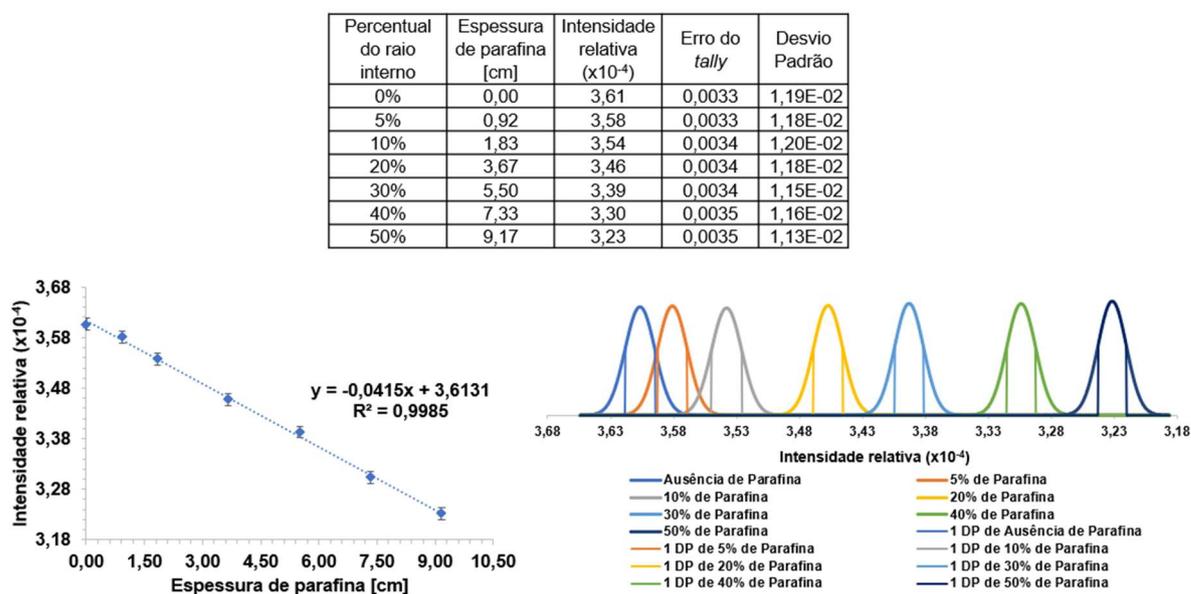
Fonte: O Autor (2023)

Figura 65 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 16 polegadas com aplicação de 150 milhões de histórias



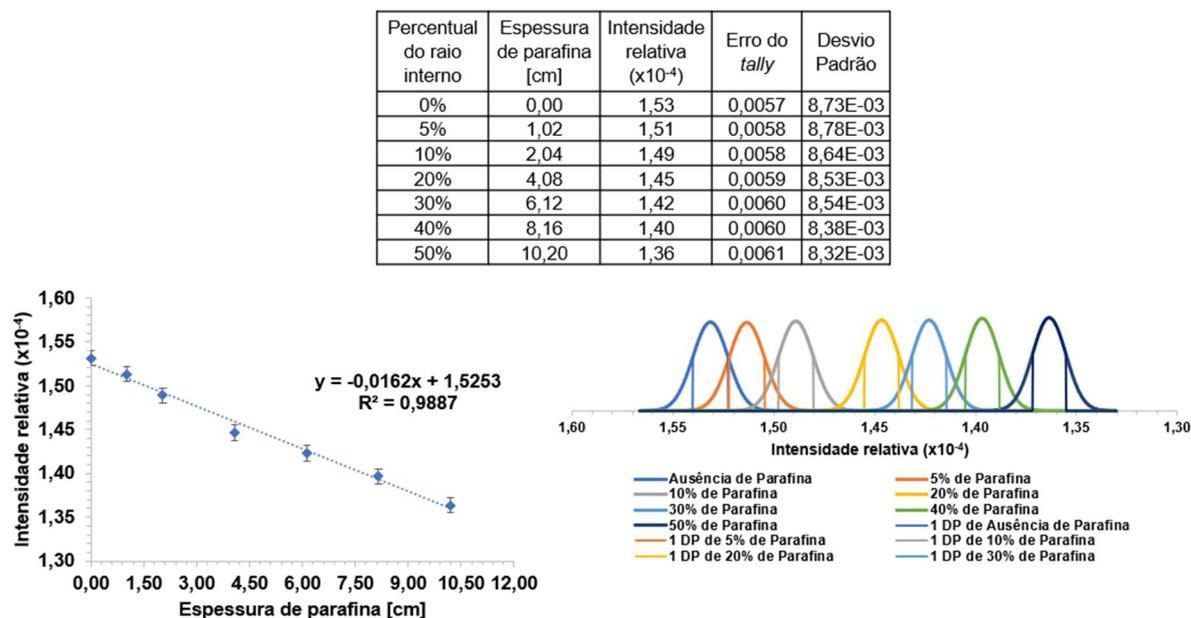
Fonte: O Autor (2023)

Figura 66 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 18 polegadas com aplicação de 250 milhões de histórias



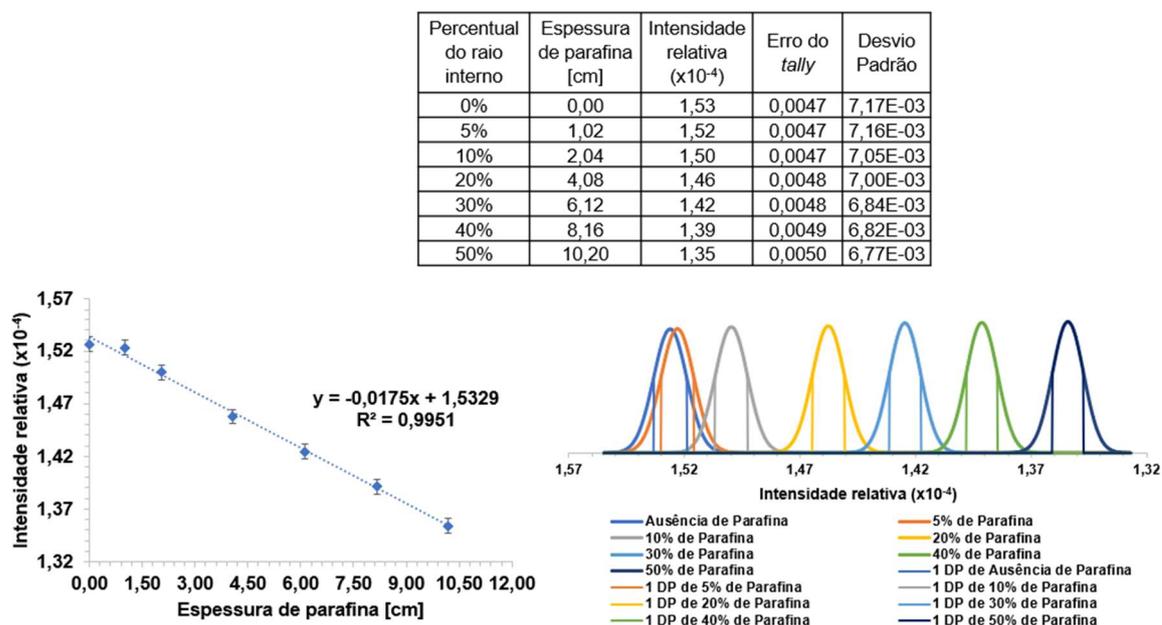
Fonte: O Autor (2023)

Figura 67 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 198 milhões de histórias



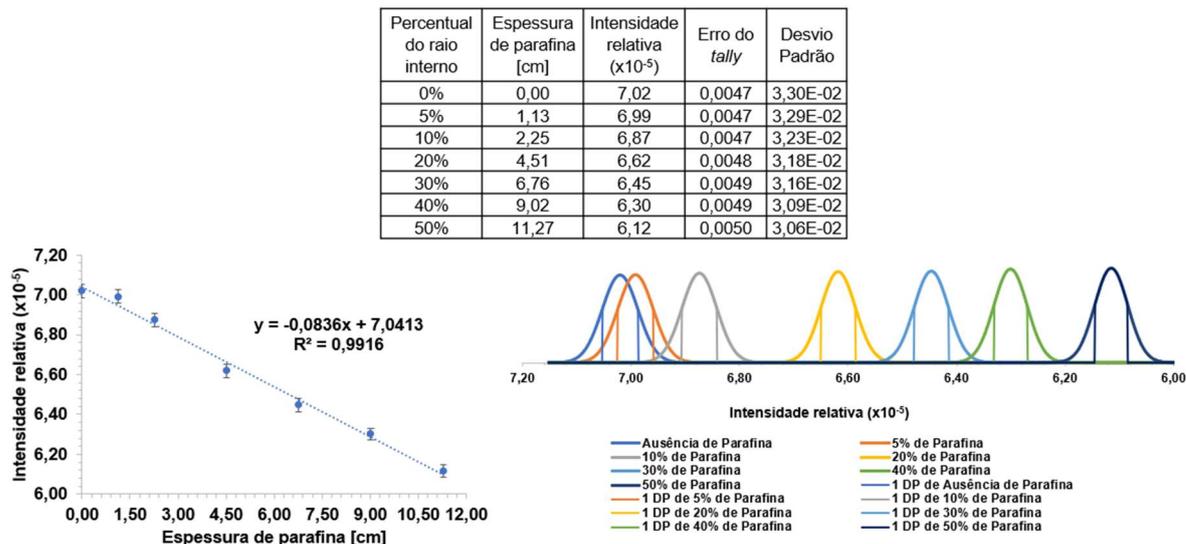
Fonte: O Autor (2023)

Figura 68 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 300 milhões de histórias



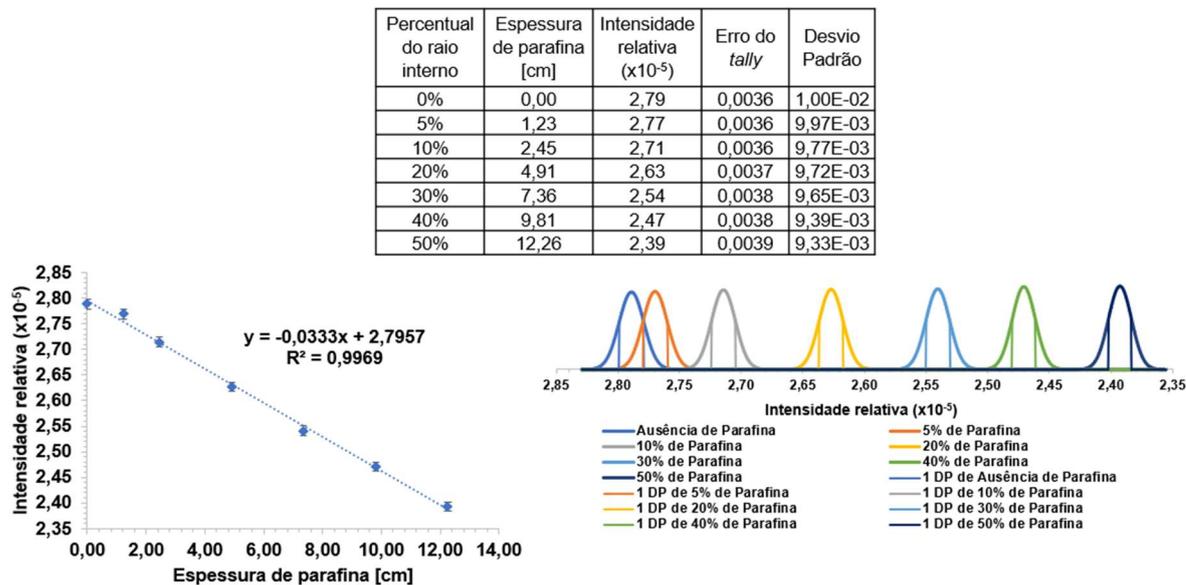
Fonte: O Autor (2023)

Figura 69 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 22 polegadas com aplicação de 650 milhões de histórias



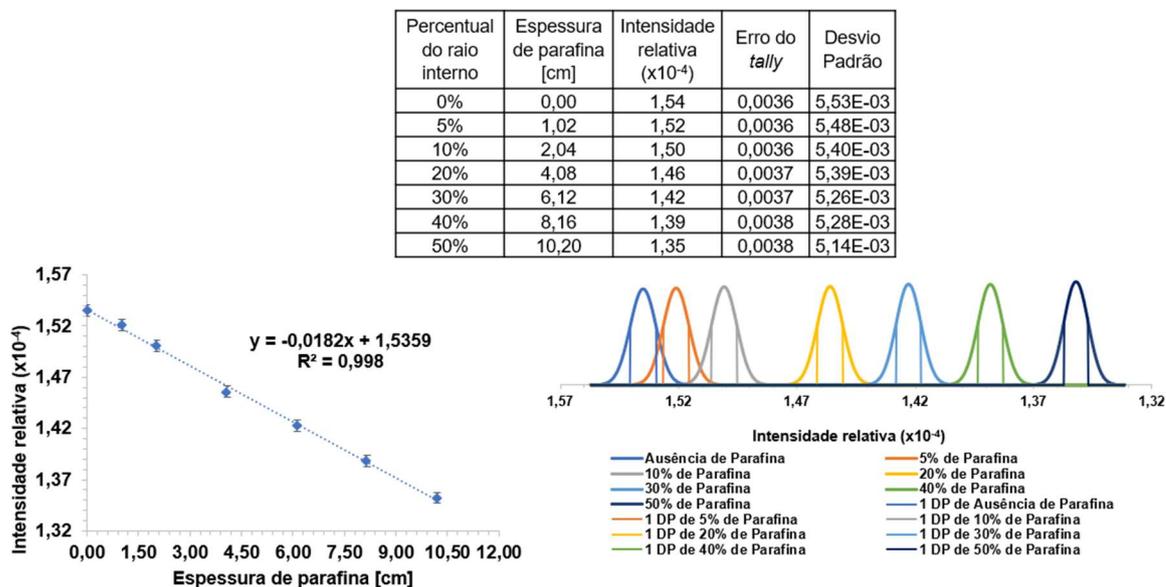
Fonte: O Autor (2023)

Figura 70 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 24 polegadas com aplicação de 2,8 bilhões de histórias



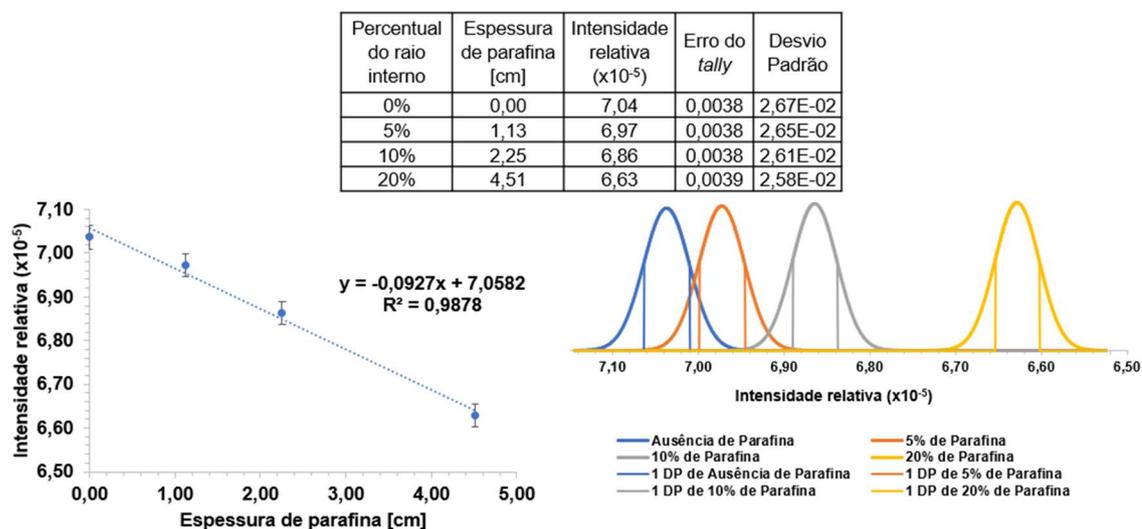
Fonte: O Autor (2023)

Figura 71 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 20 polegadas com aplicação de 510 milhões de histórias



Fonte: O Autor (2023)

Figura 72 - Curva característica da presença de parafina no oleoduto de 22 polegadas com aplicação de 1 bilhão de histórias



Fonte: O Autor (2023)

ANEXO A – CÓDIGO PYTHON PARA ESCREVER EM ARQUIVOS DE ENTRADA

Elaborado por: Eng. Adriano Aguiar, MSc.

main.py

```

import re
import os
from pathlib import Path
import configparser

cfg = configparser.ConfigParser()
cfg.read('config.ini')

#Entradas
col1 = cfg.getint('dado1', 'coluna1')
lin1 = cfg.getint('dado1', 'linha1')
tam1 = cfg.getint('dado1', 'tamanho1')
nva1 = cfg.getint('dado1', 'novovalor1')

col2 = cfg.getint('dado2', 'coluna2')
lin2 = cfg.getint('dado2', 'linha2')
tam2 = cfg.getint('dado2', 'tamanho2')
nva2 = cfg.getint('dado2', 'novovalor2')

print('CNEN/CRCN-NE\n')

base_path = 'input'
filename_filter = "*"

print("Inicio da analise..." )

contador = 0
for filename in Path(base_path).rglob(filename_filter):
    contador = contador + 1

    nomeArquivoInput = str(filename.name)
    nomeArquivoOutput = str(nva1) + str(filename.name[tam1:100])
    arquivoInput = open(str(filename.parent) + '/' + nomeArquivoInput, 'r')
    arquivoOutput = open('output/' + nomeArquivoOutput, 'w')

    print(f'Analisando {filename.name}...\n')
    cont = 1
    for i in arquivoInput.readlines():
        if cont == lin1:
            linha = i[0:col1-1] + str(nva1) + i[col1+tam1-1:300]
            arquivoOutput.write(linha)

        elif cont == lin2:
            linha = i[0:col2-1] + str(nva2) + i[col2+tam2-1:300]
            arquivoOutput.write(linha)
        else:
            arquivoOutput.write(i)

        cont = cont + 1

    arquivoInput.close()
    arquivoOutput.close()

if contador == 0:
    print("Nao ha arquivos na pasta INPUT!")
else:
    print("Fim da analise!\n")

```

```
os.system('pause')
```

config.ini

```
; primeira substituicao  
[dado1]  
coluna1 = 5  
linha1 = 2  
tamanho1 = 1  
novovalor1 = 10  
  
; segunda substituica  
[dado2]  
coluna2 = 11  
linha2 = 14  
tamanho2 = 5  
novovalor2 = 7.787
```

ANEXO B – CÓDIGO PYTHON PARA EXTRAIR DADOS DE ARQUIVOS DE SAÍDA

Elaborado por: Eng. Adriano Aguiar, MSc.

main.py

```

import re
import os
from pathlib import Path

print('CNEN/CRCN-NE\n')

base_path = 'input'
filename_filter = "*"

arquivo = open('output/output.txt', 'a')

print("Inicio da analise...\n" )

contador = 0
for filename in Path(base_path).rglob(filename_filter):
    if contador == 0:
        arquivo.write('arquivo\t' + 'diametro tubo (pol)\t' + 'tally\t' +
'erro' + '\n')
        contador = contador + 1

    nomeArquivo = str(filename.name)
    arquivoInput = open(str(filename.parent) + '/' + nomeArquivo, 'r')

    cont = 1
    duto = 0
    tally = ""
    erro = ""
    contAngleBin = 0
    for i in arquivoInput.readlines():
        # diametro do duto
        if cont == 35:
            duto = re.sub('[^0-9]', '', i[49:62])

            if contAngleBin == 2:
                # tally
                tally = i[17:28]
                # erro
                erro = i[29:35]
                contAngleBin = 0

            if i[0:12] == " angle bin:":
                contAngleBin = contAngleBin + 1

            cont = cont + 1
        if duto !=0:
            arquivo.write(nomeArquivo + ' \t' + duto + '\t' + tally + '\t' + erro
+ '\n')
            print('Coletando de ' + nomeArquivo + ': ' + duto + ' pol; ' + tally
+ '; ' + erro + '...\n')

    if contador == 0:
        print("Nao ha arquivos na pasta INPUT!")
    else:
        arquivoInput.close()
        print("Fim da analise!\n")

arquivo.close()
os.system('pause')

```