

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

GUILHERME KENJI TAKEDA KANEKO

ROBERTO KATO ROEHRIG

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE INTERFACE
ÓLEO-ÁGUA PARA TANQUES DE SEPARAÇÃO BASEADO EM ULTRASSOM**

CURITIBA

2024

GUILHERME KENJI TAKEDA KANEKO
ROBERTO KATO ROEHRIG

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE INTERFACE
ÓLEO-ÁGUA PARA TANQUES DE SEPARAÇÃO BASEADO EM ULTRASSOM**

**DEVELOPMENT OF AN OIL-WATER INTERFACE MEASUREMENT SYSTEM FOR
SEPARATION TANKS BASED ON ULTRASOUND**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador(a): Thiago Alberto Rigo Passarin.

CURITIBA

2024



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

GUILHERME KENJI TAKEDA KANEKO

ROBERTO KATO ROEHRIG

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE INTERFACE
ÓLEO-ÁGUA PARA TANQUES DE SEPARAÇÃO BASEADO EM ULTRASSOM**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de
Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica
Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 26/03/2024

Thiago Alberto Rigo Passarin
Doutorado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Alexandre José Tuoto Silveira Mello
Doutorado em Física e Mestre em Engenharia Elétrica e Informática Industrial
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Uilian José Dreyer
Doutorado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

CURITIBA

2024

Dedicamos este trabalho às nossas famílias e amigos, pelos momentos de ausência.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de expressar nossa mais sincera gratidão a todos que contribuíram para a realização deste Trabalho de Conclusão de Curso. Em primeiro lugar, desejamos agradecer ao nosso orientador e professor Thiago Alberto Rigo Passarin, pela orientação e suporte constantes, e valiosas sugestões ao longo deste processo. Sua orientação foi crucial para moldar este trabalho e para o nosso crescimento acadêmico.

Agradecemos também aos nossos familiares e amigos pelo apoio emocional e incentivo durante toda a jornada acadêmica. Suas palavras de encorajamento foram fundamentais para nos manter motivados nos momentos mais desafiadores.

Agradecemos igualmente a todos os que participaram de alguma forma, que generosamente dedicaram seu tempo e compartilharam seus conhecimentos para enriquecer este trabalho conjunto. Este trabalho é o resultado de esforços compartilhados e estamos imensamente gratos por todo apoio e colaboração recebidos ao longo desta jornada acadêmica.

O presente trabalho foi realizado com apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP - Gestão FINEP, Convênio N° 0.1.19.0240.00, Ref 0431/19 - PRH21- UTFPR.

RESUMO

Este estudo investiga os desafios enfrentados na medição da interface óleo-água em tanques de separação trifásicos na indústria petrolífera. Foram analisadas algumas tecnologias de medição de nível, incluindo sensor por pressão diferencial, radar de onda guiada, sensor de tipo empuxo e sensor de tipo capacitivo, ressaltando suas vantagens e limitações em condições adversas. Diante das limitações encontradas nas tecnologias tradicionais, a metodologia por ultrassom emergiu como solução promissora para superar os desafios existentes. A capacidade do ultrassom em detectar com alta precisão interfaces entre diferentes fluidos de forma não invasiva torna-o uma escolha atrativa para aplicações na indústria petrolífera, destacando sua habilidade de perceber variações em uma escala milimétrica. Através de experimentos realizados em um equipamento desenvolvido para simular um tanque de separação trifásico de petróleo, foi possível comprovar o funcionamento da utilização de sensores de ultrassom para detecção de interfaces entre líquidos imiscíveis. O sistema desenvolvido foi capaz de calcular a altura das interfaces de água-óleo e óleo-ar, durante um processo de variação de nível simulando a remoção e inserção de água e óleo em um tanque trifásico de separação, por fim apresentando gráficos das alturas das interfaces em relação ao tempo. Através de análises qualitativas e quantitativas, realizando uma comparação visual entre os dados dos gráficos Altura x Tempo e as alturas reais encontradas no equipamento nos momentos da aquisição, foi calculada uma dispersão menor que 0,3cm. Este estudo contribui significativamente para o avanço no desenvolvimento de sistemas de medição de interface óleo-água, visando aprimorar a precisão, confiabilidade e capacidade de operar de forma não invasiva desses sistemas. As descobertas aqui apresentadas abrem caminho para futuras pesquisas e aplicações práticas na indústria petrolífera e em outros setores afins.

Palavras-chave: interface óleo-água; tanques de separação trifásicos; indústria petrolífera; medição de nível; sensores de ultrassom; confiabilidade.

ABSTRACT

This study investigates the challenges faced in measuring the oil-water interface in three-phase separation tanks in the petroleum industry. Various level measurement technologies were analyzed, including differential pressure sensors, guided wave radar, buoyancy-type sensors, and capacitive-type sensors, highlighting their advantages and limitations under adverse conditions. Given the limitations encountered with traditional technologies, ultrasound methodology has emerged as a promising solution to overcome existing challenges. Ultrasound's ability to non-invasively detect interfaces between different fluids with high precision makes it an attractive choice for applications in the petroleum industry, highlighting its ability to perceive variations on a millimeter scale. Through experiments conducted on equipment designed to simulate an oil three-phase separation tank, it was possible to prove the functioning of using ultrasound sensors to detect interfaces between immiscible liquids. The system developed was capable of calculating the heights of the water-oil and oil-air interfaces, during a level variation process simulating the removal and insertion of water and oil in a three-phase separation tank, finally presenting graphs of the heights of the interfaces in relation to time. Through qualitative and quantitative analysis, performing a visual comparison between the data from the Height x Time graphs and the actual heights found on the equipment at the time of acquisition, a dispersion of less than 0.3cm was calculated. This study significantly contributes to advancing the development of oil-water interface measurement systems, aiming to improve the accuracy, reliability, and non-invasive operation capability of these systems. The findings presented here pave the way for future research and practical applications in the petroleum industry and other related sectors.

Keywords: oil-water interface; three-phase separation tanks; petroleum industry; level measurement; ultrasound sensors; reliability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz Energética Brasileira 2022.....	18
Figura 2 - Matriz Energética Mundial 2021.....	19
Figura 3 - Tanque de Separação Trifásico vertical.....	21
Figura 4 - Tanque de Separação Trifásico horizontal.....	21
Figura 5 - Emulsão (O/A).....	26
Figura 6 - Emulsão (A/O).....	26
Figura 7 - Onda Longitudinal.....	32
Figura 8 - Onda Transversal.....	32
Figura 9 - Operando em Fase.....	33
Figura 10 - Operando Defasado.....	33
Figura 11 - Exemplo de Transdutor Phased-Array.....	34
Figura 12 - Exemplo de Transdutor Reto ou Normal.....	34
Figura 13 - Exemplo de Transdutor Angular.....	35
Figura 14 - Exemplo de Transdutor Duplo-Cristal.....	35
Figura 15 - Exemplo de Transdutor Duplo-Cristal.....	37
Figura 16 - Tanque de Separação (NUEM) e Transdutor acoplado.....	38
Figura 17 - Tela do sistema.....	38
Figura 18 - Representação de um equipamento ideal para o sistema.....	40
Figura 19 - Panther.....	41
Figura 20 - Equipamento desenvolvido pela equipe.....	42
Figura 21 - Seringa de 60mL.....	42
Figura 22 - Superfície aço-carbono com cola vedante e silicone.....	43
Figura 23 - Transdutores de 1MHz, 3.5MHz e 10MHz respectivamente.....	43
Figura 24 - Configurações do transdutor do Software Acquire.....	44
Figura 25 - Configurações do meio de propagação no Software Acquire.....	45
Figura 26 - Exemplo de uma imagem gerada através do processamento.....	47
Figura 27 - Exemplo da função hilbert aplicada à um sinal.....	48
Figura 28 - Altura de Referência indicada por linha vermelha.....	49
Figura 29 - Reflexão de onda em interfaces.....	50
Figura 30 - Representação do comportamento do método Pulso-Eco no equipamento desenvolvido.....	52
Figura 31 - Exemplo de aquisição identificando interfaces água-óleo e óleo-ar.....	55
Figura 32 - Exemplo de aquisição identificando interface água-óleo.....	56
Figura 33 - Menisco.....	58
Figura 34 - Perda de sinal da interface água-óleo.....	58
Figura 35 - Exemplo de aquisição com transdutor 3,5MHz.....	61
Figura 36 - Exemplo de aquisição com transdutor 10MHz.....	61
Figura 37 - Exemplo de aquisição interface água-ar.....	63

Figura 38 - Gráfico altura da coluna d'água em função do tempo.....	64
Figura 39 - Pico encontrado próximo ao ruído do sinal.....	65
Figura 40 - Gráfico de altura por tempo das Interfaces na Análise Qualitativa..	66
Figura 41 - Alturas no início da aquisição da Análise Qualitativa.....	67
Figura 42 - Alturas pós remoção de água da aquisição da Análise Qualitativa.	68
Figura 43 - Alturas no fim da aquisição da Análise Qualitativa.....	69
Figura 44 - Gráfico de altura por tempo das Interfaces na segunda Análise Qualitativa.....	70
Figura 45 - Altura das Interfaces na segunda Análise Qualitativa.....	70
Figura 46 - Gráfico de altura por tempo das Interfaces na Análise Quantitativa	73
Figura 47 - Altura das Interfaces na Análise Quantitativa.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tabela dos Resultados para Altura Referência.....	62
Tabela 2 - Tabela de comparação das alturas de Interface.....	69
Tabela 3 - Tabela de comparação das alturas de Interface na segunda Análise Qualitativa.....	71
Tabela 4 - Tabela da altura de Interface Água-Óleo na Análise Quantitativa.....	75
Tabela 5 - Tabela da altura de Interface Óleo-Ar na Análise Quantitativa.....	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
LASSIP	Laboratory for Statistical Signal Processing and Inverse Problems
NBR	Normas Brasileiras
IEC	International Electrotechnical Commission
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
O/A	Óleo e Água
A/O	Água e Óleo
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
H ₂ S	Gás Sulfídrico
S ₀	Enxofre Elementar
NUEM	Núcleo de Escoamento Multifásico
TOF	Times of Flights
DP	Sensor tipo Diferencial de Pressão

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Pressão
δ	Densidade relativa do líquido
h	Altura
h_a	Altura da coluna de água
h_o	Altura da coluna de óleo
K	Constante Dielétrica
GHz	Giga-hertz
KHz	Quilo-hertz
ΔS	Deslocamento de Espaço
Δt	Deslocamento de Tempo
t_a	Valor de tempo de pico da coluna de água
t_o	Valor de tempo de pico da coluna de óleo
V_m	Velocidade Média
V_{ref}	Valor de Referência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Objetivos.....	15
1.2 Estrutura do Trabalho.....	16
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1 Processo Primário do Petróleo.....	17
2.2 Tanques de Separação Trifásicos.....	19
2.3 Sistemas de medição de nível utilizados atualmente na indústria petrolífera.....	21
2.3.1 Sensor por Pressão Diferencial.....	22
2.3.2 Sensor por Radar de Onda Guiada.....	22
2.3.3 Sensor de tipo Empuxo.....	23
2.3.4 Sensor de tipo Capacitivo.....	23
2.3.5 Sensor de nível multifásico baseado em medições de Capacitância e Indutância.....	23
2.3.6 Sensor de Fibra Ótica.....	24
2.4 Problemas e Inviabilidade dos Sistemas de medição de Interface.....	24
2.4.1 Emulsões.....	24
2.4.2 Corrosão e Oxidação.....	26
2.4.3 Calibração.....	27
2.4.3.1 ABNT NBR ISO 9001: 2008.....	27
2.4.3.2 ABNT NBR ISO 10012: 2004.....	27
2.4.3.3 BR ISO / IEC 17025: 2005.....	27
2.4.4 Problemas reais enfrentados no campo de Búzios.....	28
<u>2.4.4.1 Medidor Capacitivo.....</u>	<u>28</u>
<u>2.4.4.2 Medidor por Radar.....</u>	<u>29</u>
<u>2.4.4.3 Medidor por Pressão Diferencial.....</u>	<u>29</u>
2.5 Metodologia por Ultrassonografia.....	30
2.5.1 Transdutor Phased-Array.....	31
2.5.2 Transdutor Reto ou Normal.....	33
2.5.3 Transdutor Angular.....	33
2.5.4 Transdutor Duplo-Cristal.....	34
2.6 Técnica para aquisição de dados por Ultrassom.....	34
2.7 Experimento utilizando a metodologia por ultrassom.....	36
3 MATERIAIS E MÉTODOS.....	38
3.1 Estrutura do problema, motivações e objetivos.....	38
3.2 Equipamentos e materiais utilizados.....	39
3.3 Aquisição de dados.....	43
3.4 Processamento dos dados.....	45
3.4.1 Medida de referência.....	47

<u>3.4.1.1 Reflexão do sinal ultrassônico.....</u>	<u>48</u>
<u>3.4.1.2 Cálculo da medida referência.....</u>	<u>50</u>
3.4.2 Aquisição de água e variância de nível.....	52
3.4.3 Aquisição de dados com água e óleo.....	53
<u>3.4.3.1 Tratamento dos dados.....</u>	<u>53</u>
<u>3.4.3.2 Cálculo de altura para as interfaces óleo-água e óleo-ar.....</u>	<u>55</u>
<u>3.4.3.3 Gráficos de nível em função do tempo.....</u>	<u>56</u>
3.5 Obstáculo encontrado.....	56
3.6 Abordagens de Aquisição.....	57
3.6.1 Análise Qualitativa.....	58
3.6.2 Análise Quantitativa.....	58
4 RESULTADOS.....	59
4.1 Resultado da medida de referência.....	59
4.2 Resultado da variação de água.....	61
4.3 Resultado da variação de água e óleo.....	63
4.3.1 Contramedida para perda de sinal.....	63
4.3.2 Análise Qualitativa.....	64
<u>4.3.2.1 Resultados obtidos na Análise Qualitativa.....</u>	<u>64</u>
<u>4.3.2.2 Erros na análise Qualitativa.....</u>	<u>70</u>
4.3.3 Análise Quantitativa.....	71
<u>4.3.3.1 Resultados obtidos na Análise Quantitativa.....</u>	<u>71</u>
<u>4.3.3.2 Erros na Análise Quantitativa.....</u>	<u>74</u>
5 CONCLUSÃO.....	76
REFERÊNCIAS.....	78

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é um composto orgânico valioso que dá origem a muitos produtos necessários no mundo moderno, segundo Gauto (2016), dele se produzem combustíveis, gás de cozinha, lubrificantes, borrachas, plásticos e até mesmo energia elétrica. Mas para produzir os produtos finais provindos do petróleo, existe todo um processo de prospecção, exploração, perfuração, produção e o transporte até as refinarias (DONATO, 2012).

Para a extração do petróleo dos reservatórios onde estão alocados, a primeira etapa da produção consiste em realizar a prospecção do óleo até as plataformas. Durante essa prospecção, são impulsionados também “gás, água e material inorgânico como areia, sal, etc” (Farah, 2013). Provindos do reservatório, estes fluidos e sedimentos deverão ser separados do óleo, em tanques separadores, que também são conhecidos como tanques trifásicos de separação. Para Gauto (2016), o principal objetivo deles é realizar a separação das três fases: gás, óleo e água.

Dentro dos tanques trifásicos de separação, são utilizadas diversas tecnologias para o monitoramento e controle das variáveis importantes nesse processo, como pressão, temperatura e nível de sólidos e líquidos. Para a medição de nível, podem ser usados alguns sistemas de medição, como boias e flutuadores, sensores por capacitância, por contato, pressão hidrostática, medição por radioatividade, por ultrassom, entre outras (Fialho, 2010).

Como a água e o óleo são dois líquidos imiscíveis (não se misturam), é necessário realizar a medição da interface óleo-água dentro dos tanques de separação, visto que a água se deposita abaixo do óleo devido a diferença de densidade entre esses dois líquidos.

Os sistemas de medição de interface são frequentemente os mesmos utilizados para medição de nível, porém nem todos os métodos são igualmente eficazes para garantir precisão nessa medição. Devido a algumas desvantagens dos sistemas de medição existentes, este trabalho tem como objetivo conduzir um estudo para desenvolvimento de um sistema de medição de interface óleo-água com base em ultrassom, onde seja possível identificar a altura do nível da interface e apresentar ao usuário do sistema.

A tecnologia em estudo tem como premissa não requerer instalação interna nos tanques de separação, o que facilita o acesso para calibração e manutenção. Além disso, ela é capaz de medir interfaces de água-óleo e óleo-gás, oferecendo a vantagem de utilizar um único sistema para ambas as medições.

O primeiro passo deste trabalho foi uma revisão de literatura, na qual foi realizada consulta a Livros, Dissertações, Artigos Científicos e Teses encontradas através de Repositórios das Universidades, Google Acadêmico e Scielo, além do contato pessoal via email com dois colaboradores da Petrobras, grande companhia brasileira que atua no setor petrolífero. Para o desenvolvimento do sistema, foram realizados experimentos utilizando equipamentos de ultrassom do *Laboratory for Statistical Signal Processing and Inverse Problems* (LASSIP) da UTFPR, e utilizada a linguagem Python para o processamento dos dados adquiridos.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo realizar a medição de nível entre as interfaces água-óleo e óleo-ar, utilizando a metodologia de Pulso-Eco através de um sensor de ultrassom. O ultrassom ficou em contato com um equipamento desenvolvido para simular um tanque trifásico de separação, obtendo aquisições mais próximas à sua aplicação.

Assim, os seguintes objetivos específicos foram mapeados para este trabalho:

- Realizar a montagem de um equipamento a fim de simular um tanque trifásico de separação
- Ajustar um ponto de referência no equipamento e calcular sua altura através de um sistema de aquisição de dados com sensor de ultrassom
- Realizar um experimento para comprovação de medição de interface considerando variação de altura durante através do tempo
- Experimentos com o sistema completo contendo o equipamento, água e óleo, e realizar análises qualitativa e quantitativa identificando erros
- Utilizar os resultados obtidos como referência para os trabalhos futuros nessa área

1.2 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica para embasamento teórico dos processos e as atuais tecnologias utilizadas na área de medição de nível na indústria petrolífera. Como base deste trabalho, utilizou-se trabalhos acadêmicos, dissertações e teses, além de experimentos em laboratórios da Universidade como uma importante fundamentação teórica.

O Capítulo 3 comenta sobre os materiais e métodos utilizados para a realização deste trabalho. Também identifica problemas encontrados nos experimentos e as abordagens utilizadas para a resolução destes problemas.

No Capítulo 4, encontram-se os resultados obtidos e as análises de cada situação encontrada.

No Capítulo 5 mostra-se a conclusão obtida deste trabalho e os possíveis trabalhos futuros.

E por fim, as referências utilizadas para a concretização deste trabalho de conclusão de curso.

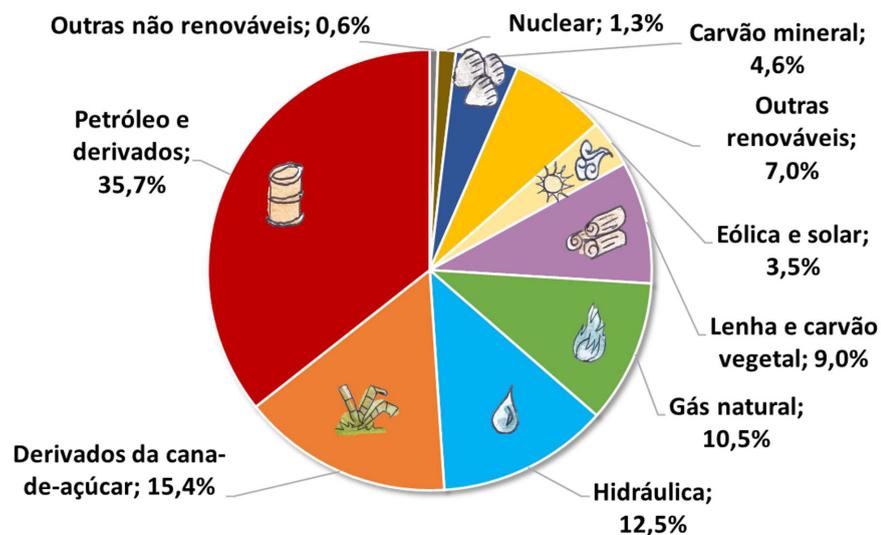
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para realização do desenvolvimento de um sistema de medição de interface entre água e óleo em tanques de separação baseado em ultrassom, é necessário um estudo sobre o processo primário do petróleo e as tecnologias implementadas para medição de nível internamente.

2.1 Processo Primário do Petróleo

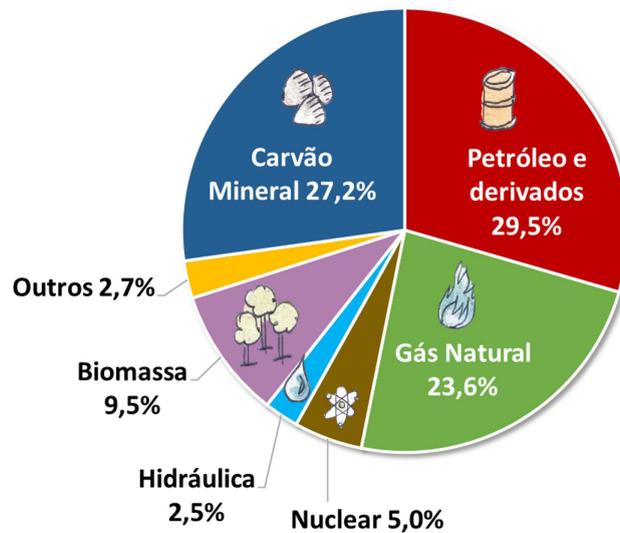
O petróleo é um composto orgânico valioso, e uma fonte de energia que corresponde a 35,7% da matriz energética brasileira (EPE) e 29,5% da matriz energética mundial, conforme as Figuras 1 e 2.

Figura 1 - Matriz Energética Brasileira 2022



Fonte: EPE, 2024.

Figura 2 - Matriz Energética Mundial 2021



Fonte: EPE, 2024.

Segundo Gauto (2016), muitos produtos são oriundos do petróleo, como a gasolina e outros combustíveis, o gás liquefeito de petróleo (GLP), a nafta, que é essencial para produção de polímeros, asfalto, entre outros. “O petróleo não é só uma fonte de energia, é também uma extraordinária fonte de matérias-primas.” (GAUTO, 2016).

Segundo Thomas (2001), o petróleo é constituído, basicamente, por uma mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos). Ele é encontrado no que é chamado de poço de extração ou reservatório de petróleo, que nada mais é do que uma armadilha (termo usado para definir estruturas geológicas capazes de acumular água ou gás) contendo óleo, água e gás, em variadas proporções (Corrêa, 2012).

Os reservatórios passam por processos de prospecção, perfuração, completação e produção. A prospecção é a etapa de detecção de reservatórios e análise do subsolo sem necessidade de grande custo de escavação. A perfuração é a etapa posterior à prospecção, em que é instalada toda a estrutura para realizar a perfuração do solo até o reservatório. A completação é a fase em que se vai garantir a produção dos hidrocarbonetos por toda a vida produtiva de forma segura e econômica, mantendo a pressão natural que existe nos reservatórios, e por fim, a produção, que é a etapa em que os líquidos chegam à superfície. “Essa etapa

acontece logo após a completação do poço e quando o reservatório apresenta pressão suficiente para elevar os fluidos até a superfície.” (SANTOS, 2015).

Para a prospecção do óleo e gás, que são os compostos de hidrocarbonetos desejáveis na extração do petróleo, é necessário fazer o bombeamento dos componentes internos do reservatório, e isso inclui sedimentos (impurezas). Segundo Cardoso (2005), durante a fase produtiva de um campo de petróleo, além da prospecção de óleo ocorre também a prospecção de água, gás e sedimentos contidos no reservatório. Durante a prospecção, todos estes componentes estão em mistura, então se faz necessário a utilização de um método de separação dos sólidos, líquidos e gases, esse processo é denominado processamento primário de petróleo.

O intuito desse processamento é separar os fluidos óleo, água e gás, dos sedimentos em suspensão, além do condicionamento dos hidrocarbonetos para o refino e o tratamento da água para a reinjeção (fase de completação) ou descarte. Segundo Thomas (2001), o sistema começa na cabeça do poço (estrutura no topo do poço), que é equipado com uma válvula para controle de vazão. Em seguida, os fluidos podem passar por tanques de separação que podem ser bifásicos ou trifásicos, no primeiro ocorre a separação de gás/líquido, e no segundo, a separação gás/óleo/água.

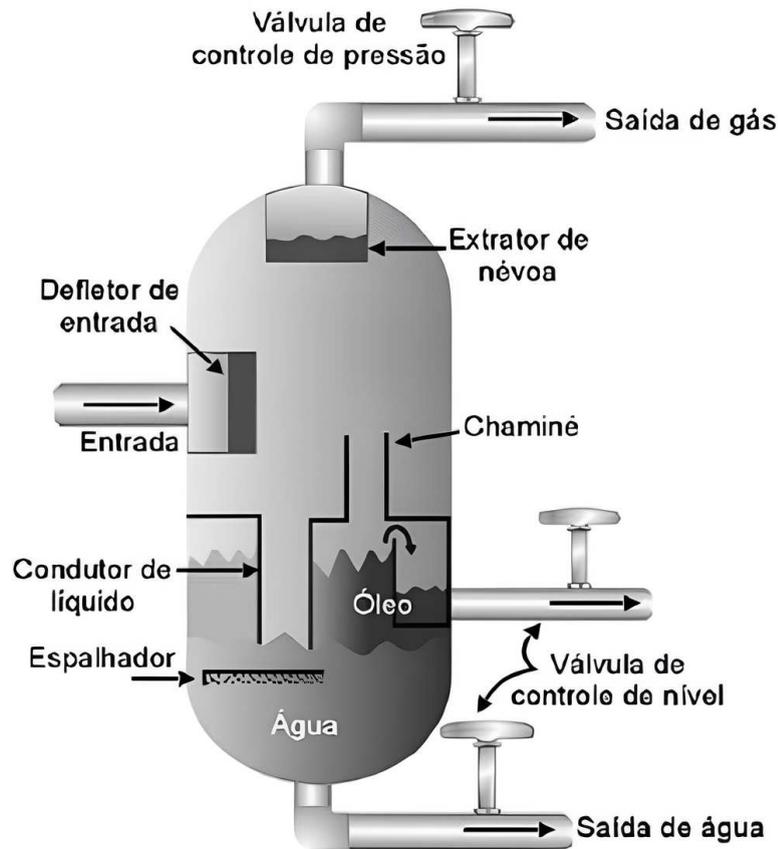
As plantas onde não há grande quantidade de água produzida, não se faz necessário o uso dos tanques de separação trifásico. O sistema de separação bifásico “é tipicamente utilizado em formações com pouca produção de água, para separar o óleo do gás presente apenas.” (GAUTO, 2016).

2.2 Tanques de Separação Trifásicos

Com a produção significativa de água produzida, é necessário a separação e tratamento para reinjeção no reservatório ou o descarte. Para Thomas (2001), a separação da água é feita dentro dos tanques de separação trifásicos ou também chamados de extratores de água livre, e seu projeto é similar aos tanques de separação bifásicos, com adição de espaço para decantação e dispositivo para remoção da água livre.

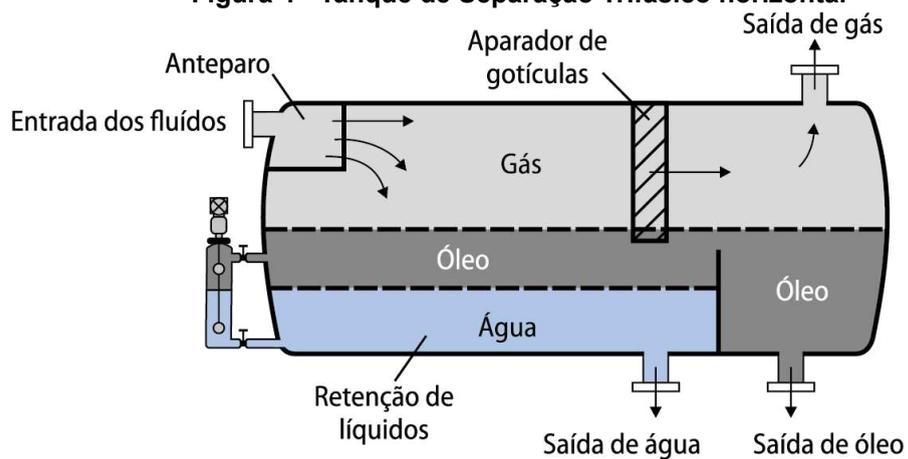
Na Figura 3 é apresentado um sistema de um tanque de separação trifásico vertical, e na Figura 4, o sistema de um tanque horizontal.

Figura 3 - Tanque de Separação Trifásico vertical



Fonte: Thomas, 2001.

Figura 4 - Tanque de Separação Trifásico horizontal



Fonte: Gauto, 2016.

Tanto no modelo vertical como horizontal, o princípio de funcionamento da entrada dos fluidos é o mesmo. Há um anteparo (defletor) posicionado logo na entrada para guiar os fluidos e realizar a separação de bolhas gasosas, otimizando o

processo de separação. Por ação da gravidade, o gás fica acima da superfície dos líquidos e passa posteriormente por um filtro para coletar a aglutinação dos líquidos, pois “as gotículas de líquido arrastadas pela corrente de gás, não separadas nas seções anteriores, são aglutinadas em meios porosos e recuperadas.” (SANTOS, 2015).

Contudo, a mistura de água e óleo é depositada na parte inferior do reservatório, e se separam naturalmente por diferença de densidade e por serem imiscíveis. Segundo Thomas (2001), existem alguns problemas relacionados à essa separação, como a formação de espuma devido ao arraste de impurezas, obstrução dos vasos por parafinas cristalizadas, areia e sedimentos que causam erosão nas válvulas, e por fim as emulsões, que são caracterizadas pela dispersão coloidal das gotículas de um líquido dentro do outro.

Nos reservatórios, normalmente construídos com aço carbono ou aço inoxidável, são empregadas algumas tecnologias de sensoriamento para monitorar variáveis como: nível, volume, temperatura, pressão, entre outras. Entre essas tecnologias, destacam-se as técnicas de medição de nível e os sensores de interface líquido-líquido, utilizados para detectar a interface entre o óleo e a água.

2.3 Sistemas de medição de nível utilizados atualmente na indústria petrolífera

Na indústria petrolífera, especialmente em tanques trifásicos de separação, é essencial medir o nível dos líquidos no interior dos tanques, pois isso permite realizar a separação eficiente do óleo e da água. Existem muitas tecnologias que podem ser implementadas para a medição de nível de líquidos, como Fialho (2010) sugere para medição direta: visor de nível, medição por boias, contatos de eletrodos, de contato e unidade de grade. Como medida indireta, temos medição por capacitância, indutância, empuxo, pressão hidrostática, radiação, ultrassom, micro-ondas, vibração, pesagem e pá rotativa.

De acordo com a norma técnica N-1882 da Petrobras (Critérios para Elaboração de Projetos de Instrumentação), as tecnologias recomendadas para a medição de interface de líquidos incluem: visores de nível, medidores por pressão diferencial, radar de onda guiada, medidores de tipo empuxo, transmissores de tipo capacitivo e medidores servo-operados. Porém, na mesma norma, é dito que:

“Os demais tipos de instrumentos, tais como vórtice, ultrassônico, coriolis, venturi, cone, “pitot” multifuro, deslocamento positivo, turbina, eletromagnéticos, e outros, devem ser selecionados onde sua utilização seja necessária pelas condições do processo, condições de instalação e o tipo de serviço a que o medidor se destina.” (Petrobras, N-1882, seção 9.4.1.2).

Concluindo-se que o uso dos instrumentos de medição ultrassônicos não são descartados para medição de interface de líquidos.

2.3.1 Sensor por Pressão Diferencial

O sensor por pressão diferencial, também conhecido como manômetro diferencial, realiza a medição de nível através da medição de uma coluna líquida (hidrostática). O transmissor realiza a comparação da pressão da coluna do líquido com a pressão atmosférica ou outro líquido, e retorna um sinal analógico correspondente. Segundo Delmée (2011), o valor da pressão exercida pela coluna líquida é dada por:

$$P = \delta \cdot h \quad (1)$$

Sendo:

P: pressão (exercida pela coluna de líquido)

δ : densidade relativa do líquido

h: altura (da coluna líquida)

2.3.2 Sensor por Radar de Onda Guiada

Os dispositivos baseados em radar de onda guiada, posicionados no topo dos tanques, emitem ondas eletromagnéticas curtas com frequência na faixa de 5GHz a 25GHz. Para Dias (2012), um circuito eletrônico de medição ultrarrápido mede o tempo da transição do pulso eletromagnético até a superfície de um meio com a constante dielétrica diferente, e fornece uma medida da posição do nível com grande precisão. “O sinal refletido (ECO) é captado pela própria antena emissora e é utilizado na medição do nível do líquido ou sólido existente no tanque ou silo.” (DELMÉE, 2011).

2.3.3 Sensor de tipo Empuxo

Para os medidores de tipo Empuxo, é utilizado o princípio de Arquimedes para a realização da medição de nível, onde se diz que “todo corpo imerso ou parcialmente imerso em um fluido, recebe a ação de uma força ascendente que numericamente corresponde ao peso do volume do líquido deslocado pelo corpo.”

Segundo Fialho (2010), nesse sistema é utilizado um elemento (flutuador) com densidade maior que o líquido cujo qual quer ser medido o nível, esse elemento é suspenso por uma mola, um dinamômetro ou uma barra de torção. Se a densidade do líquido for constante e conhecida, é possível medir o nível através de cálculos e a medição do peso aparente do flutuador, que varia de acordo com o líquido interno do reservatório.

2.3.4 Sensor de tipo Capacitivo

Os medidores do tipo capacitivo consistem em uma sonda cilíndrica que é inserida no local de medição do nível. Pensando na composição de um capacitor, composto por duas placas (condutores) e separados por um material isolante, e no medidor a sonda é estruturada por dois cilindros, um interno ao outro formando as placas, contudo o líquido é considerado material isolante (dielétrico).

Segundo Delmeé (2011), quando há variação de nível do interior do reservatório, alteram-se as proporções entre líquido e vapor, e como a constante dielétrica (K) da maioria dos líquidos é maior que a dos vapores, as variações de nível são quase lineares comparado à variação da capacitância.

2.3.5 Sensor de nível multifásico baseado em medições de Capacitância e Indutância

O funcionamento desse sensor é fundamentado nas discrepâncias de densidade entre os fluidos presentes no separador. Ao permitir que esses fluidos se estabilizem no separador, as fases individuais tendem a se separar em camadas distintas. O sensor utiliza eletrodos planares e bobinas para realizar medições de

capacitância e indutância, explorando as variações nas ressonâncias dos circuitos formados pelos componentes do sensor em resposta às diferentes substâncias circundantes.

Segundo Säuberlich et al. (2019), um aspecto notável é a capacidade do sensor de compensar a influência da salinidade da água nas leituras capacitivas. Isso é alcançado por meio de medições simultâneas de indutância, aumentando a precisão das leituras, especialmente em ambientes com água salgada.

2.3.6 Sensor de Fibra Ótica

Esse sensor é utilizado para monitorar a distribuição de temperatura ao longo de uma linha de controle implantada em um poço vertical na indústria petrolífera. O objetivo é identificar as interfaces entre diferentes fases de fluidos, como óleo e água, e entre gás e óleo. Esse sistema opera com uma fibra ótica em uma linha de controle, permitindo a medição precisa da temperatura em diferentes pontos ao longo do poço. Para determinar a localização das interfaces de fase, o fluido na linha de controle é manipulado, movendo a porção mais fria para a parte inferior da linha. Isso perturba o equilíbrio térmico, e a variação resultante na constante de tempo de recuperação da temperatura fornece informações sobre o tipo de fluido presente em cada profundidade. Assim, o sensor é capaz de identificar com precisão as fronteiras entre as diferentes fases de fluidos no poço (DAVIES, 2009).

2.4 Problemas e Inviabilidade dos Sistemas de medição de Interface

Para Dias (2012), os instrumentos de medição e controle possuem algumas desvantagens, como erros de medição, operação incorreta perante condições previstas pelo fabricante, calibrações periódicas, degradação caso não seja feita manutenção preventiva ou corretiva.

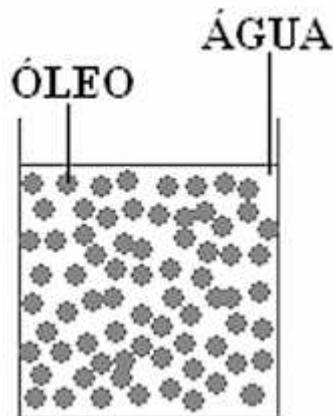
2.4.1 Emulsões

Um problema muito comum ocorrente em sistemas de medição de interface é a já comentada emulsão, que “são formadas devido à turbulência e agitação criadas pelo fluxo [tradução].” (Ahmed, 2017). Segundo Shaw (1975, apud SCHONS, 2008) uma emulsão é definida como uma mistura de dois líquidos imiscíveis ou

parcialmente miscíveis onde uma das fases encontra-se dispersa na outra sob a forma de gotas de tamanho microscópico ou coloidal.

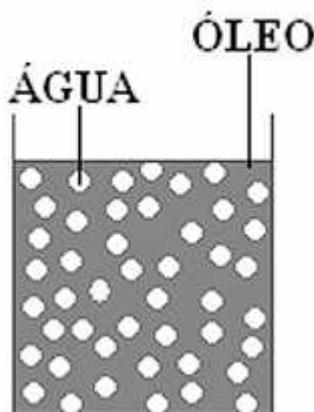
As emulsões em tanques de separação podem ser classificadas como Óleo em Água (O/A) e Água em Óleo (A/O), respectivamente representadas pelas figuras 5 e 6.

Figura 5 - Emulsão (O/A)



Fonte: Schons, 2008.

Figura 6 - Emulsão (A/O)



Fonte: Schons, 2008.

A formação de emulsões pode prejudicar a medição da interface, determinadas técnicas de medição não possuem capacidade de interpretar as emulsões devido à forma de operação e características físicas.

Um arranjo típico nas unidades de produção é contendo a separação trifásica já mencionada com a inclusão de "um tratador eletrostático ou dessalgador (para

tratamento de óleo), que tem como objetivo reduzir o teor de água emulsionada, a fim de enquadrar o óleo, nos padrões de qualidade estabelecidos para o refino.” (Gauto, 2016).

A comunicação técnica (CT-LMS-OMD-IMAN-002-0-2019) da Petrobras, relatório elaborado para definição de critérios para utilização das tecnologias de medição de nível de interface, afirma que na “vida operacional da plataforma é desconhecido o tamanho da emulsão água/óleo medida, [...] esta faixa de emulsão irá impactar as diversas tecnologias de medição de interface água óleo que é a região de transição da fase contínua água para a fase contínua óleo.”.

2.4.2 Corrosão e Oxidação

Muitos sistemas de medição de nível utilizam sondas e/ou outros componentes que são posicionados no interior do reservatório. Segundo Fialho (2010), os medidores de nível do tipo por boias(flutuador), contatos de eletrodos, sensor por contato, capacitância, empuxo, pressão hidrostática (borbulhamento, caixa de diafragma) e vibração realizam de alguma forma a invasão dentro do reservatório no qual quer se medir o nível.

Os problemas relacionados à imersão em líquidos e invasão dos reservatórios é a degradação dos aparelhos de medição. Para Farah (2013), na composição do petróleo, cerca de 90% são hidrocarbonetos e 10% compostos orgânicos e organometálicos. “O enxofre pode estar presente também na forma inorgânica como gás sulfídrico (H₂S) e enxofre elementar (S₀).” (Farah, 2013). Isso significa que os metais entram em contato com o gás sulfídrico (composto corrosivo), e podem causar danos aos sensores de medição de nível, dependendo de suas características físicas e químicas.

Devido à composição química do petróleo e a presença de impurezas no mesmo, torna-o altamente corrosivo. Este aspecto exige que os materiais empregados nas unidades de processamento do petróleo, tenham uma elevada resistência à corrosão (GUIMARÃES, 2017, apud ASM SPECIALTY HANDBOOK, 1994).

Contudo, os instrumentos de medição devem estar conformes ao aspecto corrosivo provindo do petróleo, esse processo envolve investimento financeiro para correta aplicação em um projeto de processamento do petróleo.

2.4.3 Calibração

Outra característica que deve estar em dia quanto às normas e procedimentos, é a calibração dos instrumentos, tanto como corretivo como preventivo.

Segundo a Comunicação Técnica (CT-LMS-OMD-IMAN-002-0-2019), os medidores baseados em princípio de densidade com partes móveis, como empuxo, bóia magnética, e outros, que devido à sua forma de calibração, princípio de medição e mecânica, não estão aptos a medir a interface real, ou seja, esses métodos são desconsiderados para a medição de interface devido ao seu método de calibração.

A ISO (International Organization for Standardization), que tem como objetivo consolidar padrões internacionais de qualidade, desenvolveu a série de normas ISO 9001. “Portanto, as normas ISO 9000 exigem que as empresas garantam a confirmação metrológica de seus equipamentos de medição, inspeção e ensaios.” (Dryer, 2014).

2.4.3.1 ABNT NBR ISO 9001: 2008

Esta norma refere-se ao Sistema de Gestão da Qualidade. Item 7.6: Controle de equipamento e monitoramento de medição. Resumidamente, o instrumento deverá ser calibrado e ajustado em intervalos de tempo especificados, além de estar corretamente identificado, protegido contra deterioração e ajustes que invalidam o resultado da medição.

2.4.3.2 ABNT NBR ISO 10012: 2004

Orientação de requisitos para os Processos de Medição e Equipamentos de Medição do Sistema de Gestão da Medição. A norma especifica diversos fatores que influenciam na determinação da frequência de calibração, e atenua que a calibração de equipamentos é para dar suporte à qualidade dos produtos produzidos pela organização.

2.4.3.3 BR ISO / IEC 17025: 2005

Nesta, tratam-se dos Requisitos Gerais para a Competência de Laboratórios de Ensaio e Calibração, onde se estabelece a calibração dos equipamentos em

ensaios e/ou calibrações que tenham efeito significativo na exatidão ou validade do resultado dos ensaios.

Documentação de políticas e sistemas de gestão relacionados aos equipamentos, procedimento correto no ato de calibração, qualificação de mão de obra para calibração, rastreabilidade de aferições, também são tratadas nesta norma.

2.4.4 Problemas reais enfrentados no campo de Búzios

De acordo com as informações obtidas em comunicação pessoal com dois funcionários da Petrobrás (Fulvio Serpentine, Newton Pessoa, comunicação pessoal via e-mail, 2023), foram identificadas limitações nas tecnologias de instrumentos de medição de nível. Conforme a comunicação técnica mencionada, que aborda algumas restrições das tecnologias de medição de interface, foi mencionado a despreferência por instrumentos de medição capacitivos, por radar e por pressão diferencial.

2.4.4.1 Medidor Capacitivo

Segundo Fúlvio (informação verbal, 2023), no campo de Búzios, o projeto original utilizava transmissores do tipo diferencial de pressão (DP) e capacitivos para medição de nível e nível de interface. Entretanto, o desempenho dos transmissores capacitivos tem sido considerado insatisfatório, e está em andamento um projeto para substituí-los por perfiladores nucleares.

“Quando a aplicação é em vaso cilíndrico horizontal, dependendo do local de instalação, este tipo de transmissor poderá ter a sua incerteza de medição afetada pela geometria do vaso, pois a distância entre a haste (elemento sensor) e a parede do vaso não será linear em relação à altura.” (Petrobras, 2019).

Segundo a comunicação técnica da Petrobras (2019), essa forma de medição permite uma medição linear, mas gera risco de obstrução dos orifícios na região da emulsão, por sólidos ou por fluido de alta viscosidade. Além disso, para sua manutenção, é necessário adentramento do separador.

2.4.4.2 Medidor por Radar

O uso de instrumentos de medição baseados em radar, segundo Fúlvio (informação verbal, 2023), traz dificuldades em relação à configuração, calibração e diagnóstico, bem como montagem e desmontagem, devido às características proprietárias dos softwares e à delicadeza dos equipamentos. As questões levantadas não refletem inadequações do método em si, mas sim desafios associados aos equipamentos existentes.

Também é mencionada a problemática dos *standpipes* (instalação tubular vertical), atuando em conjunto com radar, que são as incrustações, e a observação histórica de que radares não são eficazes em fluidos com sujidades e na medição de interface água-óleo.

O Relatório do Grupo de Trabalho para Definição de Critérios de Utilização das Tecnologias de Medição de Nível de Interface de 2011 (apud Petrobras, 2019), recomendou não utilizar medidor tipo radar de onda guiada para medição de interface água/óleo, pois devido sua forma de medição utilizando pulsos elétricos, a emulsão se torna uma barreira para identificação de interface. "Não funciona em fluido com emulsão. "Camadas de emulsão até 5 cm já afetam o funcionamento [...] e 10 cm dispersam totalmente a onda refletida, tornando indefinida a resposta na camada de emulsão." (apud Petrobras, 2019).

2.4.4.3 Medidor por Pressão Diferencial

Na comunicação técnica, os medidores de interface por pressão diferencial não foram recomendados, pois esse método de inspeção utiliza instrumentos em dois ou mais pontos do tanque de separação, e quando medido "na fase gás, a medição está submetida a mesma pressão e, conseqüentemente, o valor de resposta do instrumento nessas condições passa a ser uma composição do nível do líquido e da altura da interface, e logo será perdida a exatidão na medição da interface água-óleo." (Petrobras, 2019).

Além disso, como os medidores são instalados internamente, não é recomendada a instalação em uma posição tão baixa para que não ocorra a obstrução do medidor por sedimentos que provêm da prospecção do petróleo.

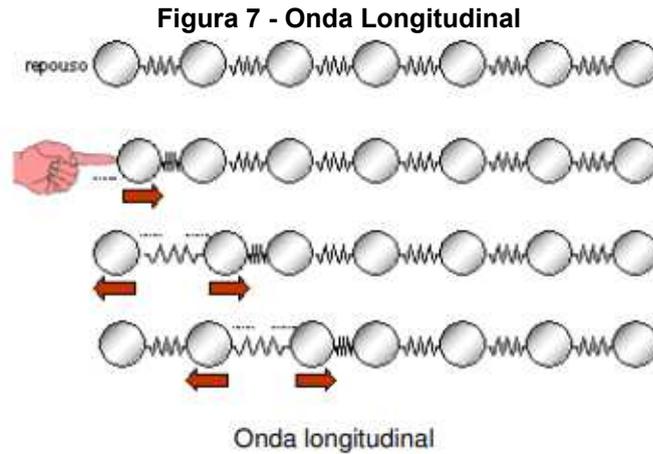
No caso de problemas de emulsão, o instrumento irá indicar o valor de interface apenas da média da altura da emulsão, não conseguindo identificar faixas de emulsões no interior do instrumento.

2.5 Metodologia por Ultrassonografia

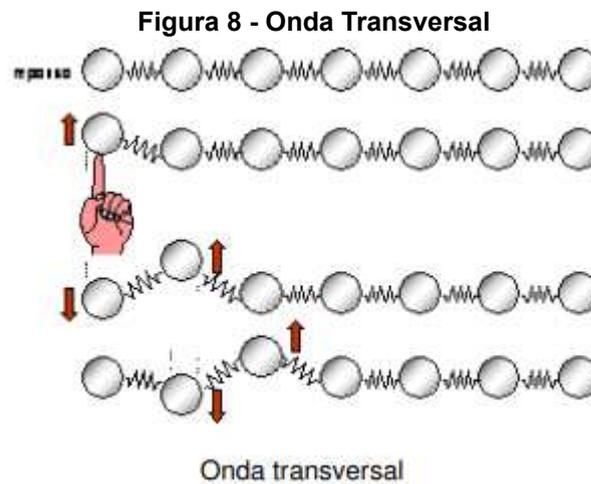
Uma alternativa aos instrumentos de medição de interface citados anteriormente, é a medição baseada em ultrassom. O método por ultrassom é considerado um método não destrutivo, onde as ondas ultrassônicas são introduzidas no interior dos materiais. Assim as ondas são propagadas e ao encontrar alguma interface ou descontinuidade, uma parte é refletida, gerando sinais na tela do equipamento de inspeção. Com esses dados, se torna viável a obtenção de dados importantes como a localização das distâncias entre as interfaces ou a descontinuidade, espessura do material em estudo, profundidade, entre outros (FERREIRA, 2014).

Sendo uma onda mecânica, é necessário um meio para a sua propagação, podendo ser sólido, líquido ou gasoso. A propagação do ultrassom ocorre através de compressão e rarefação (LEE, 2010), e podem ser longitudinais e transversais.

As ondas longitudinais possuem partículas que oscilam na mesma direção de propagação da onda, podendo ser transmitidas em meios sólidos, líquidos e gasosos (Figura 7). Em contrapartida, as ondas transversais possuem partículas que vibram na direção perpendicular ao de propagação, podendo ser transmitidas somente em meios sólidos (Figura 8). O entendimento sobre essas definições foram sendo desenvolvidas ao longo do tempo por cientistas como Christiaan Huygens, Robert Hooke, Isaac Newton e Thomas Young. Suas descobertas e teorias ajudaram a estabelecer os fundamentos das teorias das ondas.



Fonte: Andreucci, 2014.



Fonte: Andreucci, 2014.

Existem diversas formas de se criar uma onda ultrassônica utilizando diferentes tipos de transdutores: Reto ou Normal, Angular, Duplo-Cristal e o *Phased-Array*. Cada um com suas características e aplicações específicas. (ANDREUCCI, 2014).

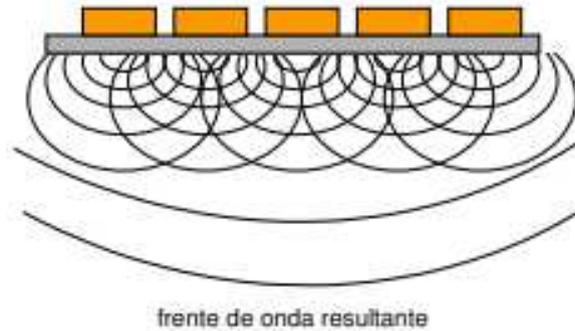
2.5.1 Transdutor *Phased-Array*

Segundo Andreucci (2014), o transdutor *phased array* (Figura 11), possui dezenas de cristais pequenos, onde cada um se conecta à circuitos independentes, controlando o tempo de excitação independentemente em relação aos outros cristais. Podendo operar em fase (Figura 9), ou seja, excitando os cristais ao mesmo

tempo ou operando de forma defasada (Figura 10), isto é, cada cristal é excitado em um tempo diferente. (ANDREUCCI, 2014).

Figura 9 - Operando em Fase

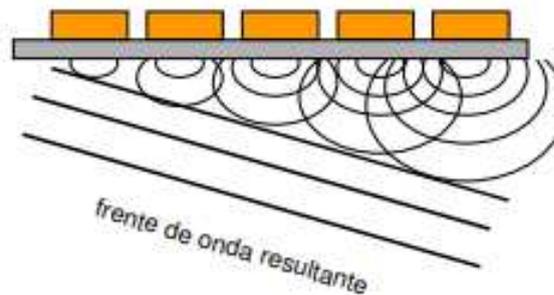
cristais com sinal em fase



Fonte: Andreucci, 2014.

Figura 10 - Operando Defasado

cristais com sinal defasado no tempo



Fonte: Andreucci, 2014.

Figura 11 - Exemplo de Transdutor Phased-Array



Transdutor Olympus com 60 elementos (cristais) , 5 MHz

Fonte: Andreucci, 2014.

2.5.2 Transdutor Reto ou Normal

Esse transdutor é usado para inspeções diretas de contato e pode ser encontrado em uma variedade de estilos e configurações, como visto na Figura 12 (Olympus, 2020).

Figura 12 - Exemplo de Transdutor Reto ou Normal



Fonte: Olympus, 2020.

2.5.3 Transdutor Angular

O transdutor angular é um transdutor de um único elemento, usando um calço para criar uma angulação específica para a aplicação do ultrassom na peça desejada, como visto na Figura 13 (Olympus, 2020).

Figura 13 - Exemplo de Transdutor Angular

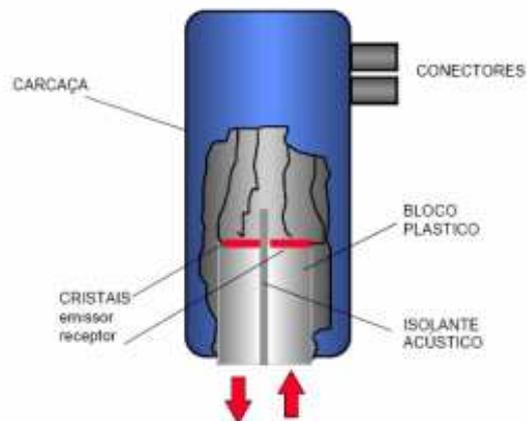


Fonte: Olympus, 2020.

2.5.4 Transdutor Duplo-Cristal

Esse transdutor é composto por dois elementos de cristal alojados no mesmo elemento, e separados por uma barreira acústica. Um elemento atua na transmissão de ondas longitudinais e o outro elemento atua como seu receptor (Olympus, 2020). A Figura 14 demonstra um exemplo de transdutor duplo-cristal.

Figura 14 - Exemplo de Transdutor Duplo-Cristal



Fonte: Andreucci, 2014.

2.6 Técnica para aquisição de dados por Ultrassom

Trombini (2015) diz que a inspeção por ultrassom pode ser realizada através de duas técnicas. Além dos tipos de transdutores citados e suas funcionalidades, existem diferentes tipos de técnicas de inspeção para se obter os resultados esperados. Essas técnicas envolvem a emissão de ondas ultrassônicas e posterior

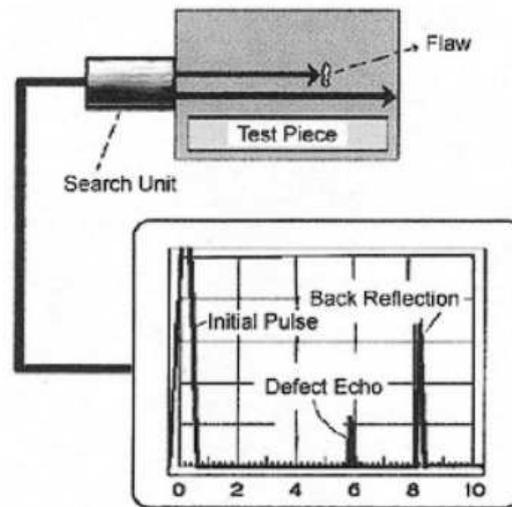
análise de dados resultantes das interações dessas ondas com o material em questão. As técnicas de inspeção no ultrassom permitem detectar e avaliar a presença de descontinuidades internas ou superficiais, como inclusões, falhas, trincas, corrosão, variações na espessura, entre outras. Além disso, essas técnicas permitem medir a velocidade de propagação das ondas ultrassônicas no material, o que pode fornecer informações sobre suas propriedades mecânicas e acústicas.

A técnica mais utilizada seria o Pulso-Eco que consiste em um ensaio não destrutivo, onde é utilizado somente um único transdutor para emitir e receber as ondas ultrassônicas que se propagam no material (TROMBINI, 2015). Segundo Trombini (2015) essa técnica é muito utilizada em indústrias, pois a sua aplicação é considerada simples e a quantidade de dispositivos necessários para a aplicação é mínima.

Essa técnica é baseada em um princípio em que quando o pulso emitido pelo transdutor encontra alguma interface, seja ela do próprio material de estudo, ou até mesmo entre diferentes líquidos ou gases, como por exemplo água/óleo, água/ar e óleo/ar, ele pode ser parcialmente ou totalmente refletido, assim essa reflexão retorna ao transdutor sendo transformada em um sinal elétrico e posteriormente em um sinal na tela do aparelho. Assim, o transdutor é colocado em somente um lado do material, podendo descobrir a profundidade da interface que refletiu o pulso, suas dimensões e a sua localização. (ANDREUCCI, 2014).

A Figura 15, demonstra o funcionamento do método Pulso-Eco utilizando um sensor de ultrassom (*Search Unit*). A peça de teste em que o transdutor está em contato (*Test Piece*) recebe o pulso inicial (*Initial Pulse*) do transdutor, após o disparo, o pulso ao encontrar alguma descontinuidade (*Flaw*) é parcialmente refletido e acaba retornando ao transdutor, que recebe o pulso refletido. O sinal identificado pela tela de aquisição, apresenta o sinal refletido na descontinuidade em instantes de tempo após seu disparo (*Defect Echo*), e também o sinal refletido no final do material em contato com o transdutor (*Back Reflection*).

Figura 15 - Exemplo de Transdutor Duplo-Cristal



Fonte: MIX, 2005.

Na seção 2.7 a seguir, mostra-se um exemplo real de funcionamento da metodologia por ultrassom utilizando o pulso-eco e os seus resultados.

2.7 Experimento utilizando a metodologia por ultrassom

A partir de experimentos realizados no Núcleo de Escoamento Multifásico (NUEM) localizado na UTFPR, foi possível observar resultados positivos em relação ao uso do ultrassom para a detecção de nível de forma não invasiva, nos tanques de separação óleo-água. Esses resultados foram uma importante referência e ponto de motivação para o desenvolvimento deste trabalho, pois mostrou-se capaz de obter os níveis das interfaces mesmo com uma variação de nível.

Primeiramente, o tanque foi parcialmente preenchido com água e óleo (Figura 16). Em seguida foi acoplado um transdutor na parte inferior do tanque, utilizando o método Pulso-Eco, o transdutor emite pulsos ultrassônicos para o meio e esses pulsos são direcionados através da parede de aço do tanque, iniciando sua trajetória através da água.

Na zona de transição entre água e óleo, uma porção da energia acústica é refletida e capturada pelo transdutor, que desempenha o papel de emissor e receptor simultaneamente. Outra parcela da energia acústica percorre o óleo e alcança a interface óleo-ar, onde é refletida e percorre toda a extensão de volta até o transdutor. Os Tempos de Voo (TOF) desses dois pulsos mantêm uma proporção

direta com os níveis de água e óleo, então é possível obter as alturas das duas interfaces.

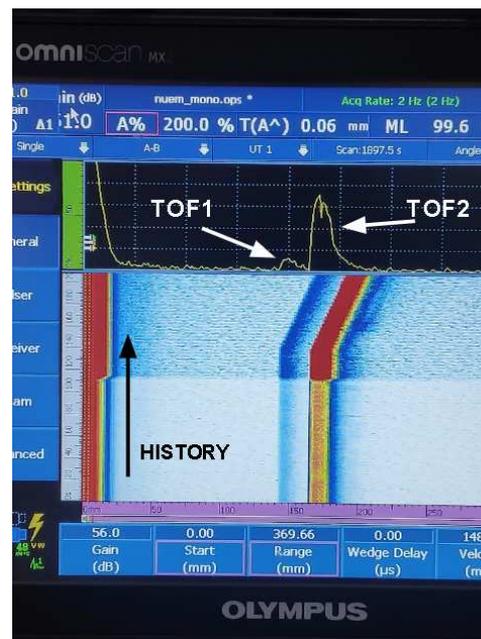
Por fim, foi retirada uma quantidade de água no tanque, para simular uma variação de nível no sistema. Tornando possível a obtenção dos níveis de óleo-água do sistema mesmo com a movimentação dos líquidos (Figura 17).

Figura 16 - Tanque de Separação (NUEM) e Transdutor acoplado



Fonte: NUEM, 2023.

Figura 17 - Tela do sistema



Fonte: NUEM, 2023.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo está dividido em quatro seções. A primeira delas, estrutura o problema e apresenta os objetivos e motivações para este trabalho, a segunda demonstra a lista de equipamentos e materiais utilizados para sua realização, a terceira descreve a forma de aquisição de dados, que é o requisito para o processamento dos dados, apresentado na última seção.

3.1 Estrutura do problema, motivações e objetivos

Na literatura de estudos de medição de interface óleo-água, aplicado a tanques trifásicos de petróleo, observa-se que os métodos existentes podem não ser eficazes, como relatado no item 2.4.4, ao se tratar dos problemas reais enfrentados utilizando-se algumas tecnologias, no campo de Búzios. Tendo em vista essas dificuldades, o principal objetivo deste trabalho é realizar um estudo de viabilidade do uso de sensores de ultrassom como alternativa para medição de nível de interface óleo-água em tanques de separação trifásicos.

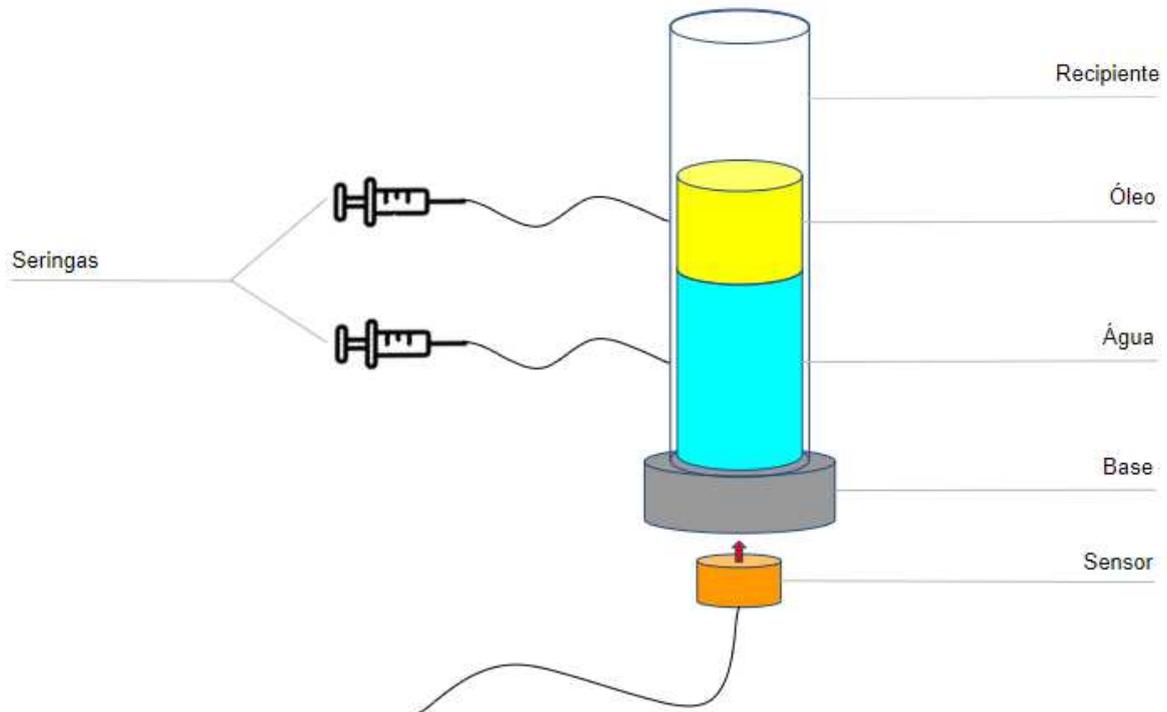
O sistema de medição baseado em ultrassom deve conter o sensor de ultrassom como seu componente principal, e também um sistema capaz de simular a fase de separação óleo-água em um tanque trifásico de separação, onde os dois líquidos se encontram juntos, porém, livre de resíduos sólidos.

Por se tratar de um sensor não invasivo, o sensor de ultrassom não estará submetido a condições ambientais agressivas, evitando grandes mudanças de temperatura, corrosões ou oxidações, e aumentando ainda mais a expectativa de vida de um sistema como esse.

Além da medição de nível, o estudo realizado tem como objetivo também apresentar resultados da diferença de nível de acordo com o tempo, através de uma simulação de variação de nível. Sendo assim, o sistema deve ser capaz de medir a variância de nível dos fluidos ao longo do tempo.

A Figura 18 representa um sistema ideal para a realização dos experimentos, em que é possível identificar os dois líquidos, água e óleo, dentro de um recipiente transparente, com duas seringas acopladas para variação de nível, utilizando uma base de aço-carbono e um sensor de ultrassom para realizar as medições.

Figura 18 - Representação de um equipamento ideal para o sistema



Fonte: Autoria própria, 2024.

A comprovação teórica do trabalho será realizada através da simulação da remoção de água dos tanques de separação, com cálculos das alturas das interfaces ao longo desse processo. Serão abordadas análises qualitativas e quantitativas para uma compreensão mais completa do sistema em questão.

3.2 Equipamentos e materiais utilizados

Para o processamento de sinais e obtenção dos dados, foi utilizado o equipamento Panther modelo M2M (produzido pela Eddyfi Technologies), visto na Figura 19. Este equipamento é muito utilizado na indústria de petróleo e gás, pois oferece ferramentas para interpretar os dados de forma rápida e precisa, além de sua interface ser intuitiva e de fácil entendimento (Eddyfi Technologies, 2024).

O Panther está localizado dentro do laboratório *Laboratory for Statistical Signal Processing and Inverse Problems* (LASSIP) dentro do campus centro da Universidade, onde foi realizada a confecção dos itens necessários para a realização dos testes práticos para este trabalho.

Figura 19 - Panther

Fonte: Autoria própria, 2024.

Os testes foram realizados em um tubo acrílico (Figura 20), uma simulação de um tanque de separação trifásica, com duas mangueiras acopladas em sua lateral. Para acoplar as mangueiras, foi necessário realizar dois furos na lateral do tubo, em seguida, foram adicionadas as mangueiras de silicone de mesmo diâmetro dos furos feitos. Na outra extremidade de cada mangueira, foi adicionada uma seringa (Figura 21), essa seringa era necessária para simular uma variação de nível dentro do tanque.

Na parte inferior do tubo, existe uma superfície de aço-carbono (Figura 22), que representa as paredes existentes nos tanques de separação trifásica. Para acoplar o tubo de acrílico com a superfície de aço-carbono, primeiramente nivelou-se a extremidade do tubo que entraria em contato com o aço-carbono; em seguida, o metal foi lixado para que as impurezas fossem eliminadas. Finalmente, para acoplar os dois itens, utilizou-se cola vedante e silicone para evitar que os líquidos dentro do tubo vazassem para o exterior do equipamento.

Figura 20 - Equipamento desenvolvido pela equipe



Fonte: Autoria própria, 2024.

Figura 21 - Seringa de 60mL



Fonte: Autoria própria, 2024.

Figura 22 - Superfície aço-carbono com cola vedante e silicone



Fonte: Autoria própria, 2024.

Foram utilizados transdutores monoelemento para a emissão dos sinais de ultrassom com o método Pulso-Eco, ou seja, um único elemento presente no ultrassom envia o pulso e o recebe posteriormente. Os transdutores de 3,5MHz e 10MHz (Figura 23) foram utilizados para os testes, já que o transdutor de 1MHz (transdutor à esquerda na Figura 23) causava ruído devido ao diâmetro do sensor ser muito semelhante ao diâmetro do tubo.

Figura 23 - Transdutores de 1MHz, 3.5MHz e 10MHz respectivamente



Fonte: Autoria própria, 2024.

3.3 Aquisição de dados

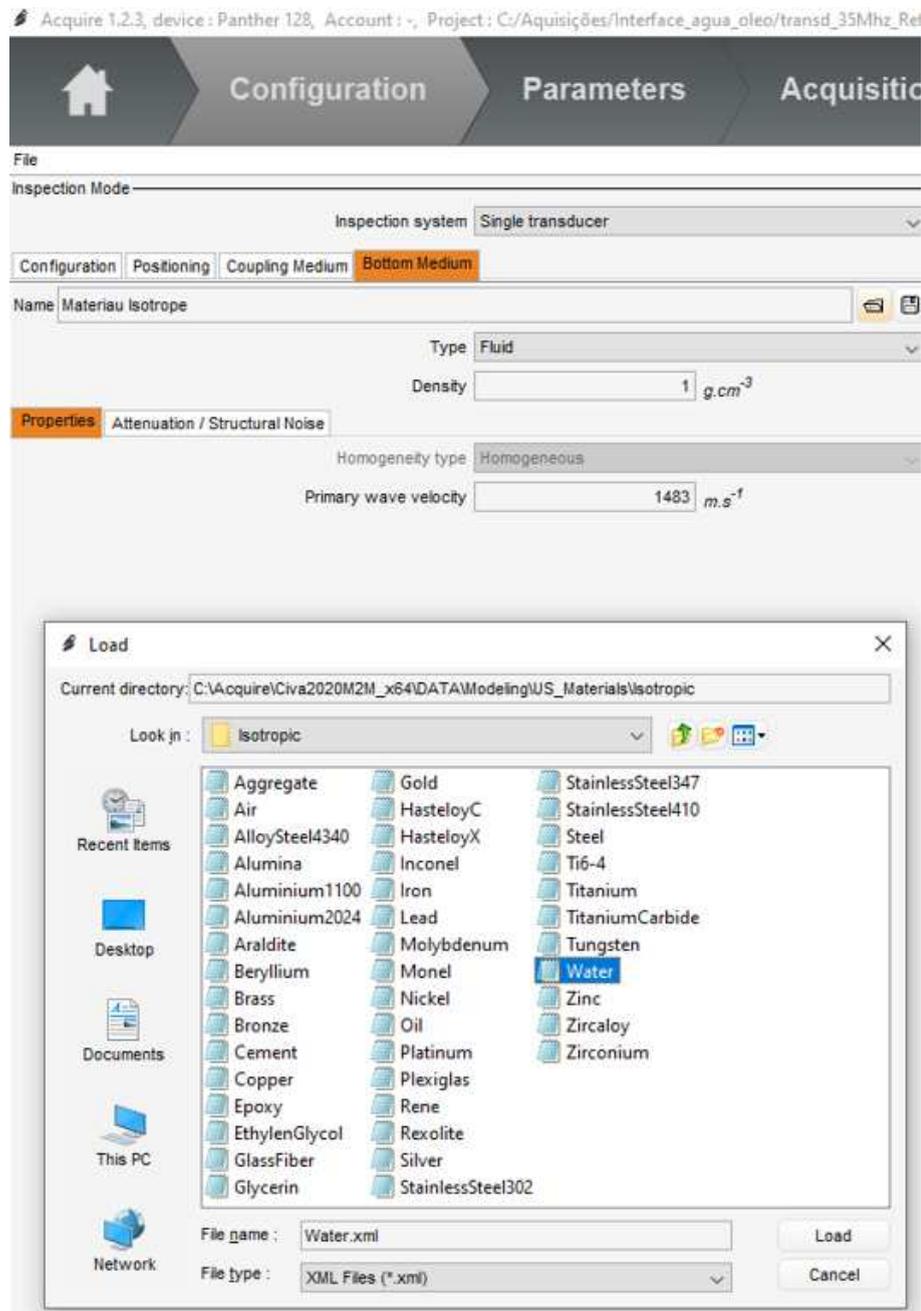
As aquisições de dados são feitas através do Acquire, que é um software de interface de usuário com o equipamento Panther. As configurações necessárias dentro do Acquire são, simplificadaamente, entre as representadas pelas Figuras 24 e 25, os parâmetros de transdutor (diâmetro, nº de elementos, forma geométrica), e o material no qual está sendo feita a aquisição.

Figura 24 - Configurações do transdutor do Software Acquire

The screenshot displays the 'Configuration' tab of the Acquire software. The interface includes a navigation bar with 'Configuration', 'Parameters', and 'Acquisition' tabs. Below the navigation bar, there is a 'File Library' section with a table of probe configurations. The table has two columns: 'Probe Id' and 'Operating mode'. The first row is highlighted in blue and contains the value '1' under 'Probe Id' and 'Transmission/Reception' under 'Operating mode'. Below the table, there are several configuration options: 'Probe type' is set to 'Contact' with a dropdown arrow, and there is an unchecked checkbox for 'With wedge'. Under the 'Crystal shape' section, there are four tabs: 'Crystal shape' (selected), 'Focusing', 'Signal', and 'Case'. Below these tabs, there is a 'Pattern' dropdown menu set to 'Single element'. In the 'Geometry' section, there is a 'Shape' dropdown menu set to 'Circular' and a 'Diameter' input field containing the value '19.05 mm'. There is also an unchecked checkbox for 'Apodisation'.

Fonte: Autoria própria, 2024.

Figura 25 - Configurações do meio de propagação no Software Acquire



Fonte: Autoria própria, 2024.

Devido a configuração de software, apenas foi possível determinar um material para a aquisição. Portanto, não é viável ajustar configurações para a aquisição de um equipamento composto por aço carbono, água e óleo. Essa restrição foi um dos motivos pelos quais optou-se por adotar uma medida como referência, que será detalhada na seção 3.4.1. Caso contrário, haveria erros de

medição pelo próprio sistema Panther-Acquire, comprometendo a confiabilidade dos dados obtidos.

No entanto, o aparato (equipamento desenvolvido), em quase sua totalidade foi composto por água e óleo, e como estes dois elementos têm a velocidade do som em seu meio muito semelhante, foram utilizados os parâmetros da água para as aquisições. Nas aquisições da medida referência também foram utilizados apenas os parâmetros da água, único fluido no aparato durante a aquisição.

3.4 Processamento dos dados

A etapa de processamento de dados se inicia com os dados obtidos da aquisição realizada pelo equipamento Panther. Os dados são salvos em um formato “.m2k”, que é um formato proprietário do equipamento, deste modo, foi disponibilizado pelo Projeto AUSPEX e pelos professores do LASSIP, uma toolbox em Python que é capaz de acessar os dados nesse formato, assim esses dados serão abertos e tratados em um ambiente de desenvolvimento.

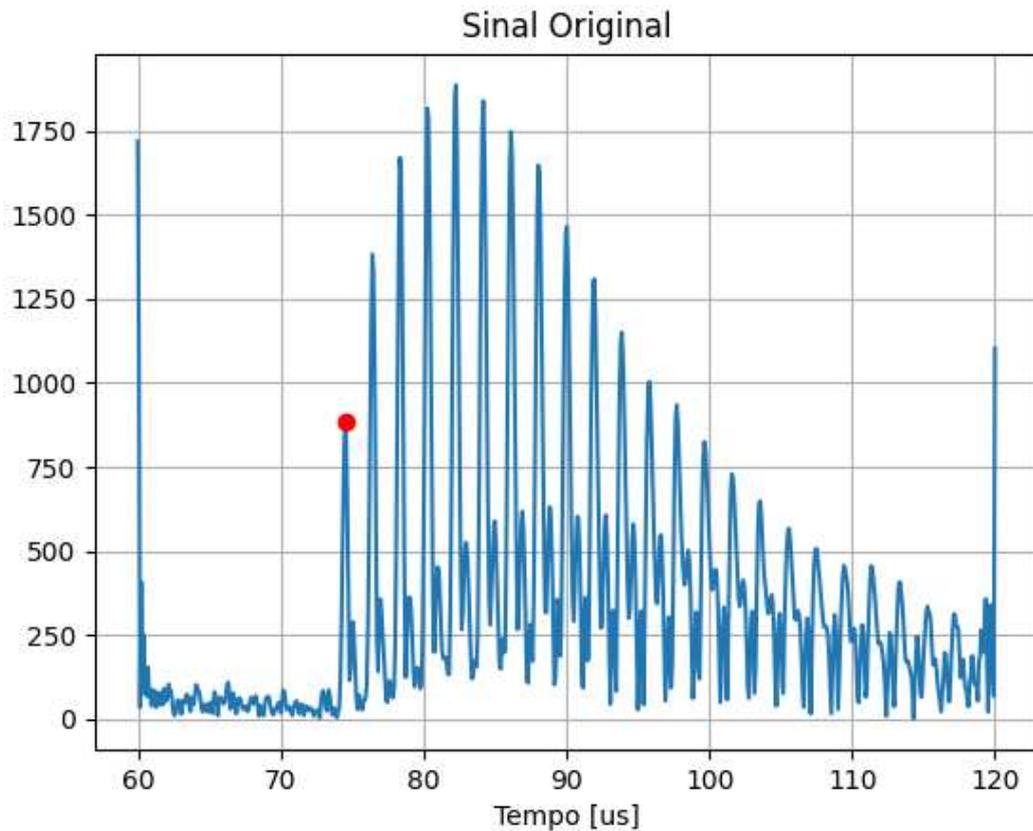
O código base do sistema de processamento é composto por uma série de configurações, como propriedades do transdutor, intervalos de tempo de aquisição, entre outras. Foram utilizadas entradas manuais de dados para realizar o tratamento de dados, isso inclui parâmetros como: N° de elementos do transdutor utilizado, local do arquivo na máquina, e *gates* de início e fim (intervalo de tempo onde o sinal foi adquirido).

A estrutura de dados está baseada em *shots* (ou *frames*), que são parametrizados quando você escolhe a frequência de aquisição de dados por segundo (frames por segundo) e o tempo de aquisição total dos dados, nas configurações de aquisição do Acquire. Com os dados obtidos da aquisição em questão, conseguimos acessar valores de tempo e magnitude do sinal de cada *shot*, sendo possível realizar operações matemáticas e identificando as interfaces.

A lógica de funcionamento base é tratar os dados, transformando cada *shot* (ou *frame*) adquirido, em uma imagem. Com um conjunto de imagens criadas, é possível recriar a operação que foi feita durante a aquisição, juntando cada imagem em sequência e criando um vídeo. Por fim, com estes dados é possível apresentar um gráfico de variação de altura das interfaces através do tempo.

O primeiro passo do código é a transformação de cada *shot* em imagem, o programa irá salvar no local do arquivo uma imagem representante daquele *shot*.

Figura 26 - Exemplo de uma imagem gerada através do processamento

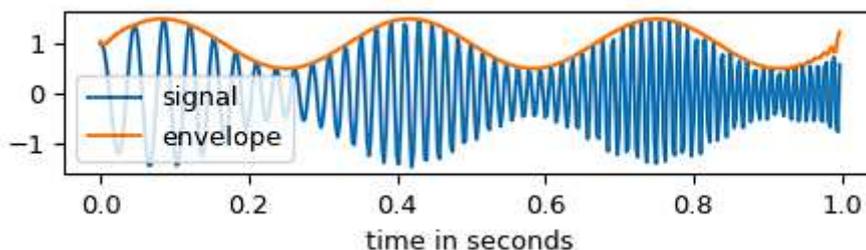


Fonte: Autoria própria, 2024.

A imagem representada na Figura 26, é o momento de um *shot* adquirido pertencente a uma das aquisições da medida de referência, detalhada a seção 3.4.1. Na imagem, é possível identificar a linha do tempo entre $60\mu s$ e $120\mu s$, que foram parâmetros definidos durante a aquisição, o eixo vertical representa a magnitude do sinal em questão.

Percebe-se que a magnitude do sinal não contém valores negativos, isso se deve ao fato que, no processamento dos dados, existe uma função ao gerar as imagens, em que realizamos a modularização por amplitude do sinal.

Figura 27 - Exemplo da função hilbert aplicada à um sinal



Fonte: SciPy Manual, 2024.

Na Figura 27, é possível observar que o sinal a ser avaliado está representado na cor azul, enquanto outro sinal é mostrado em laranja, sendo este último o "envelope" ou envoltória desse sinal. Em outras palavras, trata-se da modularização por amplitude do sinal em azul. Segundo o Manual do Scipy V1.12.0, a envoltória de amplitude é obtida através da transformada de Hilbert, e é dada pela magnitude do sinal analítico. Esses valores são atingidos através da função *hilbert* da biblioteca *scipy.signal* projetadas em cima do sinal original.

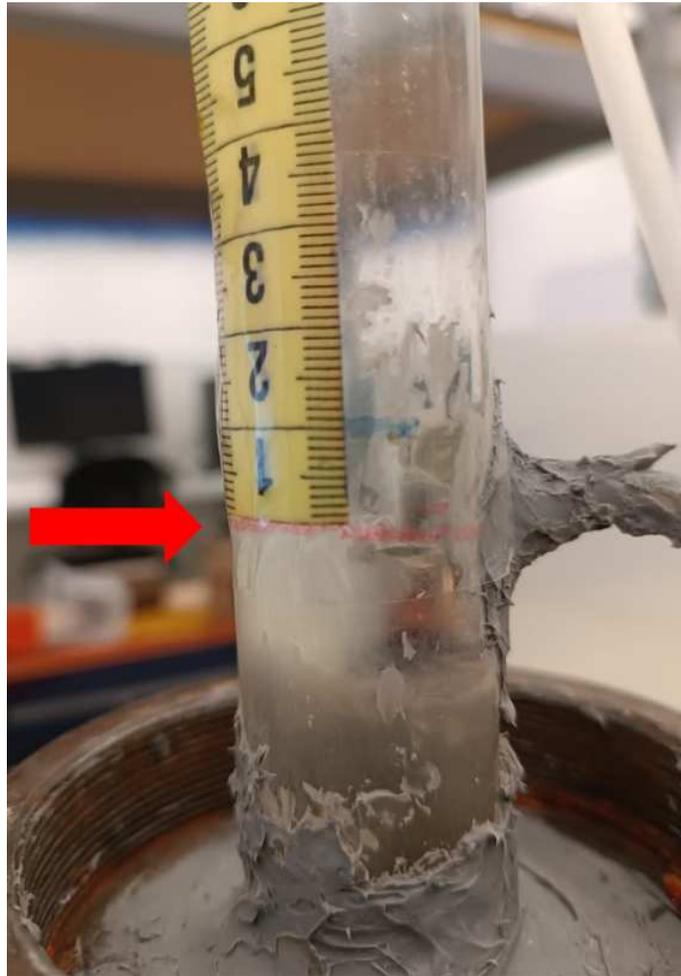
Esse método facilita tanto na visualização dos picos nas imagens e na identificação das interfaces de nível, quanto nos cálculos ao se trabalhar com números integralmente positivos.

Após a criação das diversas imagens geradas e salvas, o roteiro finaliza por criar um vídeo compondo em ordem cronológica cada imagem gerada. Neste vídeo é possível visualizar os dados de modo muito semelhante aos vistos no software Acquire durante a aquisição.

3.4.1 Medida de referência

Como já mencionado na seção 3.2, o recipiente em questão possui uma mangueira interligada ao tubo de acrílico. Para a remoção dos líquidos do recipiente, é necessário que ocorra escoamento através dessa mangueira, utilizando um sistema de diferença de pressão. Esse escoamento é realizado ao abrir a seringa e posicionar ela em uma altura mais baixa em relação ao tubo de acrílico, permitindo assim que todo o líquido acima do nível da mangueira seja removido. Para simplificar o processo, foi utilizada a altura da mangueira como medida de referência de nível (Figura 28), o que proporcionou maior agilidade durante as aquisições.

Figura 28 - Altura de Referência indicada por linha vermelha



Fonte: Autoria própria, 2024.

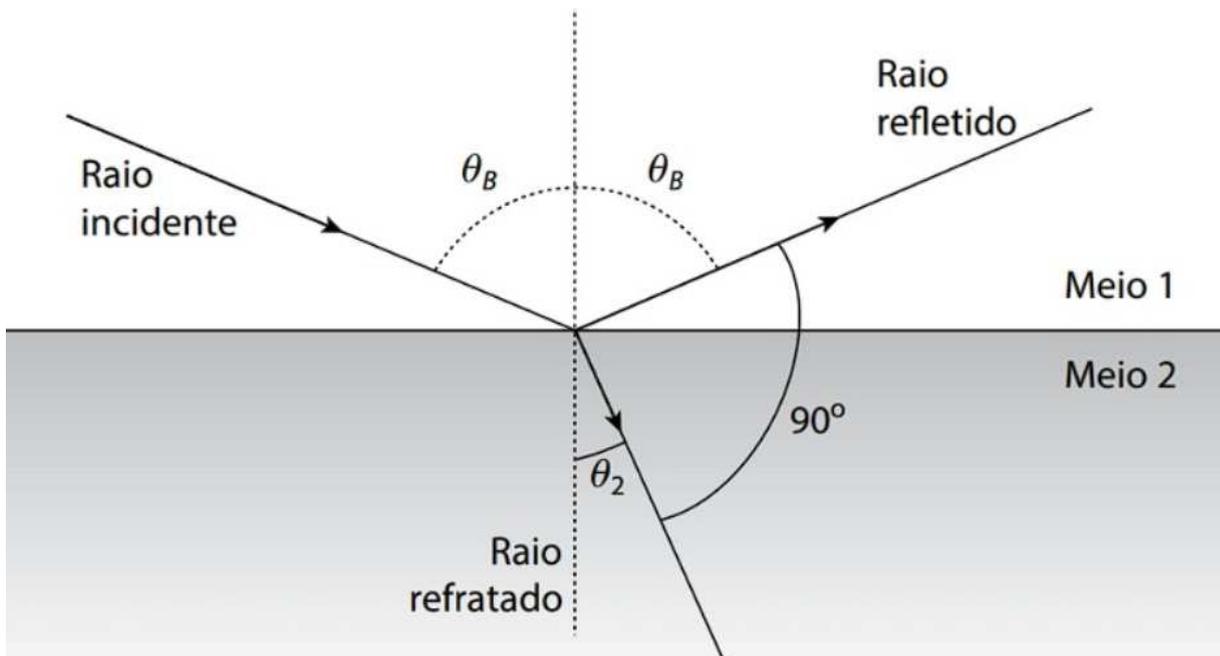
A aquisição da referência tem como objetivo identificar um ponto de partida para a medição de nível. Como um dos objetivos é calcular a variação de nível ao longo do tempo, é necessário estabelecer uma altura de referência para medir as interfaces. Com a referência identificada, é possível ajustar o *gate* de início das aquisições para esse valor, resultando em um sinal mais simples e objetivo.

3.4.1.1 Reflexão do sinal ultrassônico

O roteiro para o cálculo da medida referência envolve o roteiro principal do trabalho, porém com alguns ajustes. Para cada imagem gerada, é necessário identificar o primeiro pico do sinal, pois como é perceptível na Figura 26, dentro do sinal existe uma série de picos igualmente espaçados entre si. Isso acontece por conta do princípio de reflexão de ondas, onde o ultrassom, ao atravessar uma

interface de transição entre dois materiais de características diferentes, tem parte de sua energia refletida e outra parte transmitida. Essa observação inicialmente foi descrita por cientistas como René Descartes e posteriormente formalizada por Isaac Newton, contribuindo para a compreensão moderna da reflexão de ondas.

Figura 29 - Reflexão de onda em interfaces



Fonte: Telles, 2020.

A Figura 29 ilustra a interação da onda de ultrassom que ocorre entre a interface aço-água (meios 1 e 2). A onda incidente do transdutor atravessa o aço carbono e chega à interface, nela, parte de sua energia será transmitida e parte será refletida, e esse processo de reflexão ocorre diversas vezes. A cada onda refletida na interface aço-água, teremos uma fração retornando para a interface aço-transdutor, e novamente outra parcial (onda de menor magnitude) será refletida em direção à interface aço-água, e o ciclo se repete algumas vezes até se tornar imperceptível. O gráfico ilustrado na Figura 25, possui este formato pois as ondas refletidas acabam sendo parcialmente transmitidas na interface a cada reflexão, somando-se assim então as parciais transmitidas de cada reflexão, até o sinal se tornar mais fraco e acabar-se ao longo do tempo.

Portanto, para cálculos de nível, é ideal utilizar valor de tempo do primeiro pico em vez do tempo com o sinal de maior magnitude como referência. Isso ocorre porque o primeiro pico não é afetado por interferências de seu próprio reflexo.

3.4.1.2 Cálculo da medida referência

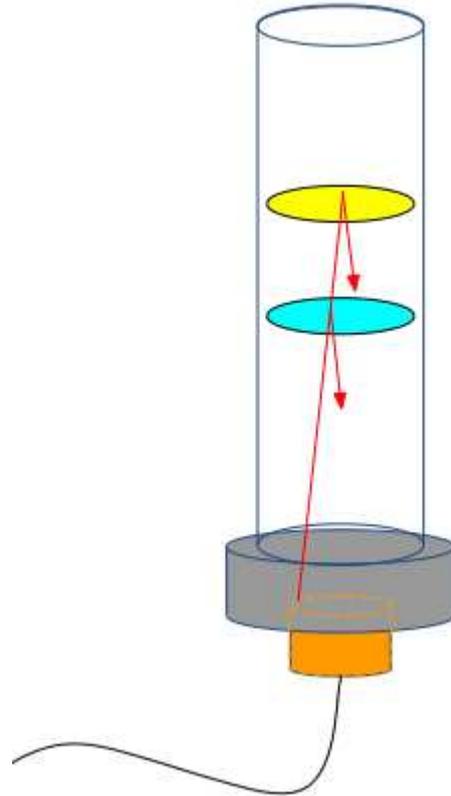
Como comentado na Seção 3.4, para cada *shot*, uma imagem é gerada, e a cada imagem, também é salvo em uma lista de valores, o valor de tempo do pico que foi identificado. Ou seja, para cada pico identificado, o valor de tempo no eixo x será armazenado em uma lista de valores. Após essa etapa, é realizado o cálculo para identificação da altura da referência.

Para o cálculo da medida referência e das outras aquisições realizadas neste trabalho, foram utilizadas contribuições de cientistas renomados, como Galileu Galilei e Isaac Newton, cujas obras estabeleceram os fundamentos da física e da matemática aplicados ao estudo do movimento. A equação base é da velocidade média escalar, onde se é medido a variação de espaço/distância (ΔS) dividido pela variação do tempo (Δt).

$$V_m = \frac{\Delta S}{\Delta t} \quad (2)$$

No entanto, analisando a representação do equipamento desenvolvido, conseguimos observar através da Figura 30, que no método Pulso-Eco utilizado, o transdutor emite e recebe o sinal que foi emitido, entendendo-se que o sinal acaba percorrendo a distância de altura duas vezes. As setas vermelhas remetem aos pulsos emitidos pelo ultrassom e seu sinal sendo parcialmente refletido nas duas interfaces.

Figura 30 - Representação do comportamento do método Pulso-Eco no equipamento desenvolvido



Fonte: Autoria própria, 2024.

Devido à este método, é necessário incluir na equação (2), a constante '2' como multiplicador do deslocamento de espaço/distância (ΔS). Assim, substituindo ΔS por h (*height*), sendo altura, e incluindo a constante "2" na equação (2):

$$2h = Vm\Delta t \quad (3)$$

Isolando a altura (h):

$$h = \frac{Vm\Delta t}{2} \quad (4)$$

A medida de referência utiliza a média aritmética dos valores obtidos na lista que contém os momentos de tempo nos quais os picos foram identificados. Conforme a equação (5), a média aritmética é definida como a soma de todos os elementos dividida pelo número de elementos.

$$x = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{n} \quad (5)$$

3.4.2 Aquisição de água e variância de nível

Com o intuito de verificar se o sistema desenvolvido é capaz de simular a variação de nível em função do tempo, foi realizado um teste, utilizando apenas o líquido água no equipamento. A altura do nível foi estabelecida arbitrariamente, e foi tomado como medida referência o resultado da proposta da seção 3.4.1.

O teste consiste em alterar a altura da coluna d'água, através da seringa. O movimento de puxar e empurrar da seringa, resulta em abaixar e elevar o nível do líquido no equipamento, respectivamente.

Foi tomado como padrão a configuração de 5 shots por segundo durante a aquisição, e neste caso, no total, 10 segundos foram suficientes para realizar o ensaio pretendido. Outra configuração, seriam os *gates* de início e fim da aquisição, que dependem diretamente do posicionamento da interface líquido-ar. De acordo com a escolha arbitrária do nível, foi possível estabelecer valores para os dois *gates*, considerando também, o movimento que é feito com o puxar e empurrar do líquido em uma das seringas.

A altura é calculada pela equação (2), alterando o valor de “ Δt ” para “ t ” (valor instantâneo de tempo), e também reduzindo o valor de referência, resultando na equação (6) abaixo.

$$h_a = \frac{V_m t}{2} - V_{ref} \quad (6)$$

Sendo:

- h_a : altura da coluna de água
- V_m : Velocidade média do ultrassom em água
- t : valor de tempo instantâneo
- V_{ref} : constante de referência

Para todos os *shots* adquiridos, é realizado o cálculo, compondo uma nova lista de valores só com valores de altura. Em seguida, é realizado um gráfico de

altura x tempo, demonstrando o nível do líquido ao longo da aquisição, e retratando as ações feitas no equipamento, através das seringas.

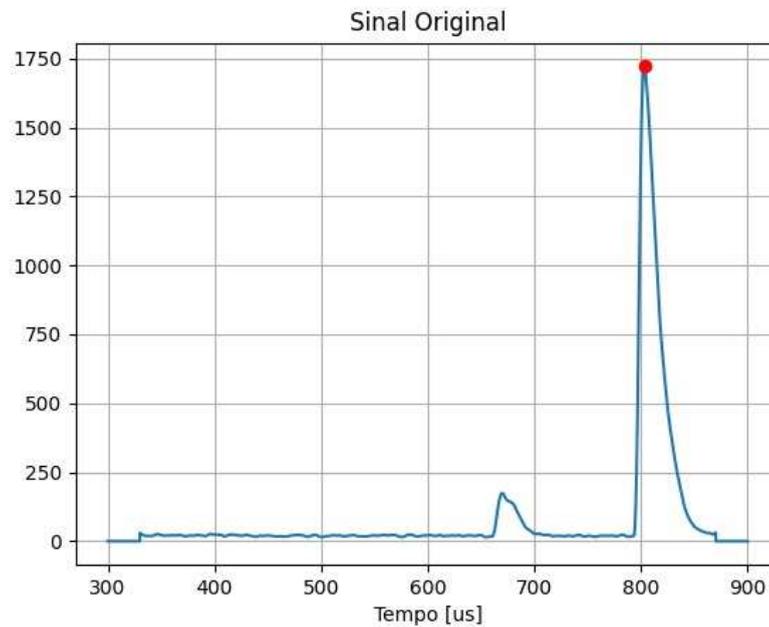
3.4.3 Aquisição de dados com água e óleo

Para verificar o funcionamento do sistema de medição interface água-óleo baseado em ultrassom, foi realizado o ensaio contendo os 3 fluidos, água, óleo e ar. A imiscibilidade entre água e óleo é um fenômeno amplamente reconhecido na química, desta forma, podemos identificar as duas interfaces, água-óleo e óleo-ar, e por fim calcular e apresentar a altura da coluna d'água e a altura da coluna de óleo em função do tempo.

Como configuração para essa aquisição, foi necessário o aumento dos *gates* para uma maior abrangência dos níveis de tempo, visto que neste teste, são utilizadas as duas seringas para variação dos níveis causando um deslocamento maior das interfaces.

3.4.3.1 Tratamento dos dados

Para o tratamento de dados, foi necessário realizar algumas etapas a mais, visto que o intuito era identificar duas interfaces em uma mesma aquisição. O processo consiste em encontrar inicialmente a interface óleo-ar, tendo em vista que o sinal é mais nítido devido à diferença dos meios de propagação. No caso da interface água-óleo, a velocidade do ultrassom nos meios é semelhante, sendo um pouco mais desafiador identificar a sua interface. Assim, a magnitude do sinal da interface óleo-ar é maior que a da interface água-óleo, como representado na Figura 31.

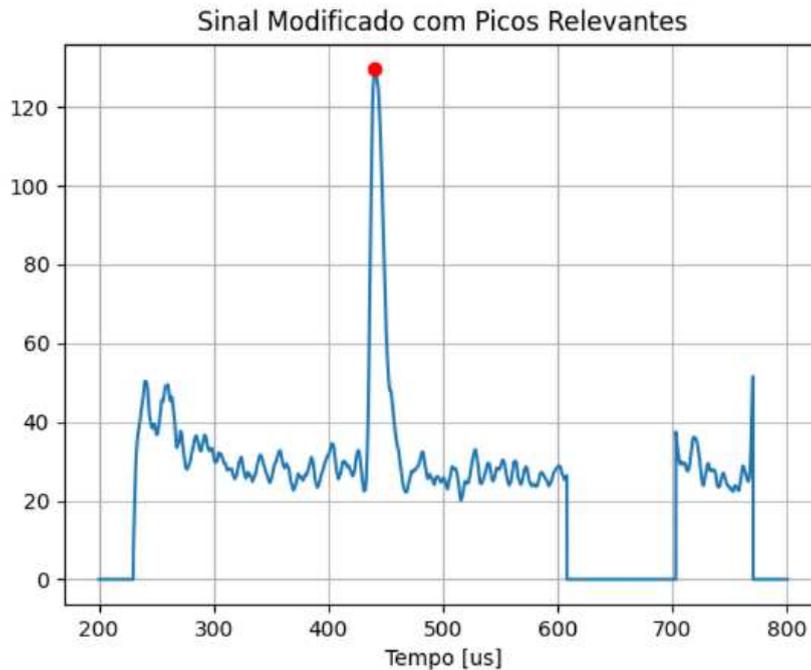
Figura 31 - Exemplo de aquisição identificando interfaces água-óleo e óleo-ar

Fonte: Autoria Própria, 2024.

Desta forma, a identificação dos dois picos foi realizada identificando o pico de maior magnitude, e gerando a imagem do *shot* em questão, assim como nas outras aquisições. O pico identificado na Figura 31 é da interface óleo-ar, sendo o ponto vermelho de pico encontrado, o valor do eixo x é o tempo que levou desde a emissão do pulso até a recepção do mesmo.

E para a identificação da interface água-óleo, foi necessário criar uma cópia do sinal em cada *shot*, zerando os valores de pico e valores conseguintes nesta cópia, como o exemplo na Figura 32, sendo possível identificar a interface água-óleo.

Figura 32 - Exemplo de aquisição identificando interface água-óleo



Fonte: Autoria Própria, 2024.

Com os valores zerados próximos aos $600\mu s$ e $700\mu s$, é possível identificar a interface óleo-água, e assim prosseguir com o cálculo da altura da mesma.

3.4.3.2 Cálculo de altura para as interfaces óleo-água e óleo-ar

O cálculo é realizado por meio da identificação dos instantes de tempo associados à interface óleo-ar e à interface água-óleo. Após a identificação, utiliza-se a equação (4), conforme delineada na seção 3.4.1.2 do presente trabalho, para calcular a altura da coluna de óleo para cada *shot*. Posteriormente, o valor obtido é ajustado pela adição da altura da coluna de água, equação (6), já identificada na seção 3.4.2.

A equação que expressa o cálculo da altura da coluna de óleo é dada por:

$$h_o = \frac{Vm(t_o - t_a)}{2} + h_a \quad (7)$$

Onde:

- h_o representa a altura da coluna de óleo;
- h_a é o valor da coluna de água;

- t_o e t_a são os instantes de tempo das capturas das interfaces;
- V_m denota a velocidade média do ultrassom no meio líquido;

Sendo assim, o valor da altura da coluna de óleo, se dá a partir da velocidade média do ultrassom no meio líquido, multiplicado pelas diferenças de instantes de tempo, dividido por 2, adicionada da altura da coluna d'água.

3.4.3.3 Gráficos de nível em função do tempo

Como proposta final, o sistema será capaz de gerar um gráfico com dois sinais representando as alturas das interfaces em função do tempo. O eixo temporal terá o mesmo intervalo de tempo utilizado na aquisição dos dados, enquanto os valores de altura serão obtidos a partir dos cálculos realizados para cada disparo (*shot*) capturado.

A imagem resultante proporcionará uma representação visual clara das variações de altura ao longo do tempo, facilitando a compreensão visual para os usuários.

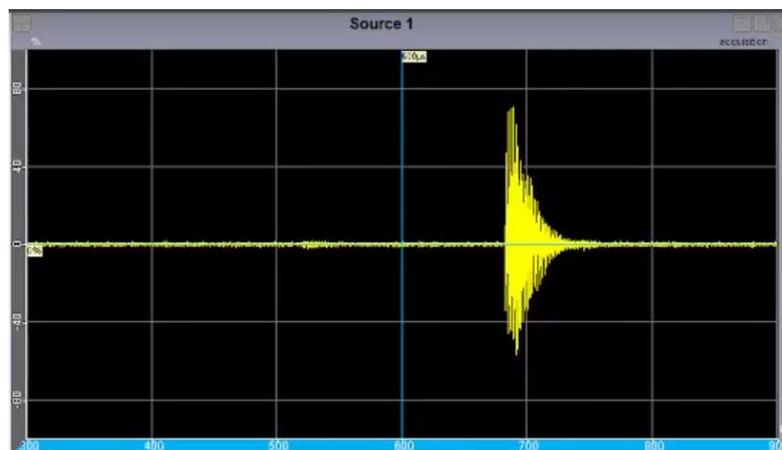
3.5 Obstáculo encontrado

No estudo, identificamos um desafio significativo relacionado à perda de sinal causada pela deformação da interface entre os líquidos em análise, levando à dispersão do sinal de ultrassom. Essa deformação é influenciada pelo fenômeno do menisco, uma curvatura da interface líquido-líquido, como exemplificado na Figura 33. O menisco surge devido à pressão exercida pela água sobre o óleo durante os processos de inserção ou remoção de líquidos no equipamento.

Figura 33 - Menisco

Fonte: Autoria própria, 2024.

Essa distorção da interface e perda de sinal é evidenciada na Figura 34, onde apenas a interface óleo-ar é observada.

Figura 34 - Perda de sinal da interface água-óleo

Fonte: Autoria própria, 2024.

3.6 Abordagens de Aquisição

Tendo em vista o problema detalhado na seção 3.5, duas análises com abordagens de operação distintas foram realizadas.

3.6.1 Análise Qualitativa

A primeira delas consiste em uma Análise Qualitativa, onde procura-se retratar o que é realizado em tanques trifásicos de separação, onde existe uma saída de água localizada abaixo dos tanques, que neste caso, é representada pela mangueira conectada na parte inferior do equipamento desenvolvido.

Realizou-se então a sucção de parte do nível de água através da seringa, e posteriormente, foi injetado óleo através da seringa conectada à parte superior do equipamento, com o intuito de analisar a medição de interface enquanto há variação apenas do óleo.

O problema descrito na seção 3.5 foi contornado pela operação de variação dos líquidos, resultando em uma aquisição sem erros de medição. A operação de remoção da água não comprometeu o sistema de aquisição como a inserção da água dentro do equipamento, assim sendo possível evitar o problema de formação de menisco e dispersão do sinal.

3.6.2 Análise Quantitativa

A segunda análise, é a Análise Quantitativa, que é importante para comparação dos valores adquiridos, determinando se há erros sistemáticos ou aleatórios compondo o sistema.

Para isso, foi feita uma aquisição contemplando algumas medições de altura das interfaces, adicionando e removendo os dois líquidos em momentos distintos. Assim, comparando visualmente o gráfico de altura em relação ao tempo com um vídeo realizado do equipamento durante a aquisição, é possível ter algumas conclusões sobre o sistema desenvolvido.

Neste caso, onde há inserção e remoção de ambos os líquidos em momentos distintos da aquisição, não foi possível contornar o problema indicado. No entanto, o experimento foi realizado assumindo o risco de dispersão de sinal e perda de informações durante as operações de variação de nível.

4 RESULTADOS

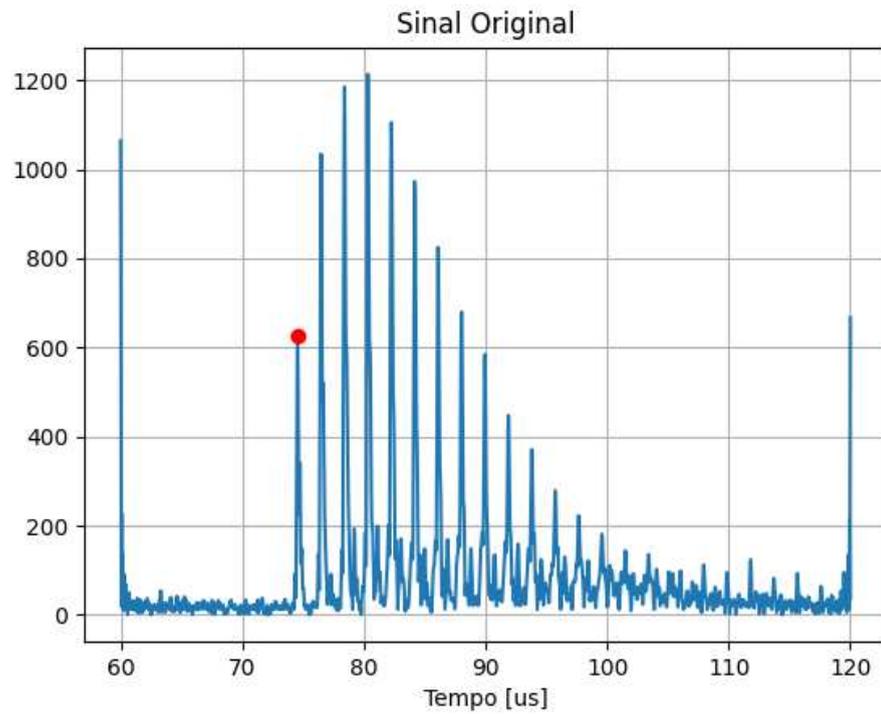
Este capítulo está dividido em três seções. A primeira delas, mostra os resultados obtidos ao realizar o experimento da medida de referência. A segunda, apresenta os resultados obtidos pelo experimento de variação de nível com a água. E na última seção, o objetivo final desse trabalho foram os resultados obtidos pelos experimentos de variação de água e óleo, abordando também alguns erros do sistema.

4.1 Resultado da medida de referência

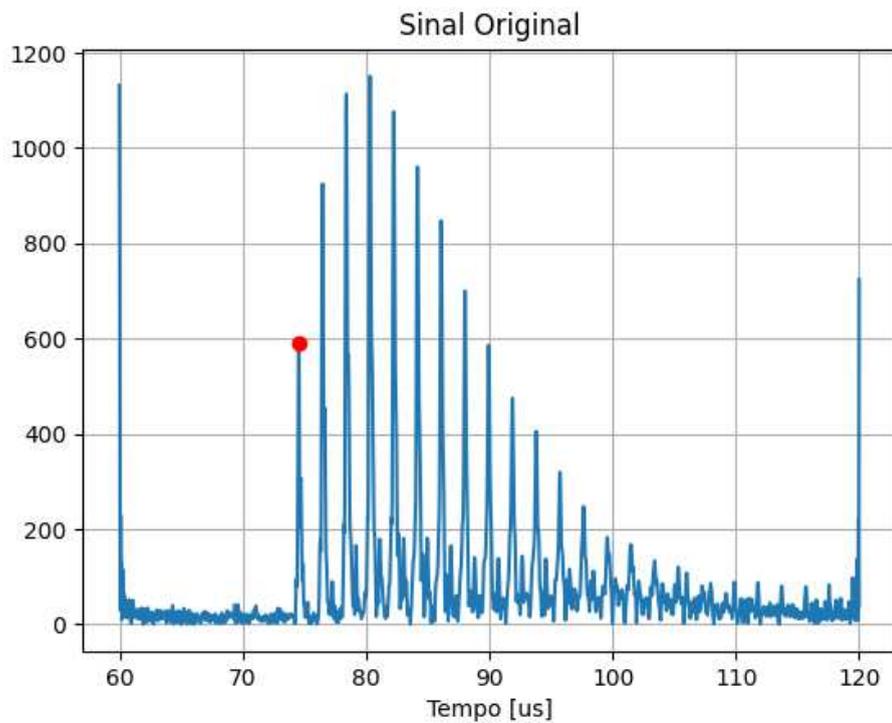
Nesse experimento, foram obtidos resultados positivos após o tratamento dos dados coletados. Como mencionado anteriormente na seção 3.4.1, a medida de referência é de extrema importância para a realização dos próximos experimentos, pois permite manter um padrão nas medidas ao ter uma referência estipulada.

Para fins comparativos, foram utilizados sensores de 3,5MHz e 10MHz para a captura da medida de referência. A Figura 35 representa um shot capturado pelo sensor de 3,5MHz, enquanto a Figura 36 representa um shot capturado pelo sensor de 10MHz, concluindo-se que os dois transdutores têm comportamentos bem similares na medição do nível de referência. É possível observar o mesmo padrão de sinal para os dois transdutores, e que seu valor de pico encontrado é próximo dos *75us*.

Na seção 3.4.1 estão detalhadas as razões pelas quais deve-se identificar o primeiro pico da aquisição. Neste resultado da medida de referência, os picos estão identificados pela marcação vermelha nas Figuras 35 e 36.

Figura 35 - Exemplo de aquisição com transdutor 3,5MHz

Fonte: Autoria Própria, 2024.

Figura 36 - Exemplo de aquisição com transdutor 10MHz

Fonte: Autoria Própria, 2024.

Realizando a média dos tempos de pico encontrados para as aquisições dos dois transdutores, conforme equação (5), e aplicando à equação (4), chegou-se aos seguintes resultados.

Tabela 1 - Tabela dos Resultados para Altura Referência

Resultados	Interface Água-Ar com transdutor 3.5MHz	Interface Água-Ar com transdutor 10MHz
Média dos second peaks [us]	74,4993	74,5514
Altura da Referência [mm]	55,6138	55,6526

Fonte: Autoria própria, 2024.

Os resultados obtidos na Tabela 1 indicam a média de tempo dos “second” peaks, isso se deve ao fato que o primeiro pico (próximo a $60\mu s$) encontrado nas Figuras 35 e 36, são picos criados pelo processamento dos sinais, e não remetem à um valor real de pico. Então, foi feita a varredura da esquerda para a direita, encontrando-se o segundo pico para uso de referência.

Realizando a média das duas alturas de referência encontradas, através da equação (5), o valor de referência encontrado será utilizado nos outros cálculos de interfaces.

$$V_{ref} = 55,6 \text{ mm}$$

Antes do prosseguimento dos testes, foi reavaliado o uso dos transdutores. Durante os experimentos realizados, observou-se visualmente que o transdutor de 3,5MHz apresentava um melhor desempenho na leitura das interfaces do sistema. Como os transdutores forneceram valores muito próximos, decidiu-se prosseguir nos próximos passos apenas com o transdutor de 3,5MHz.

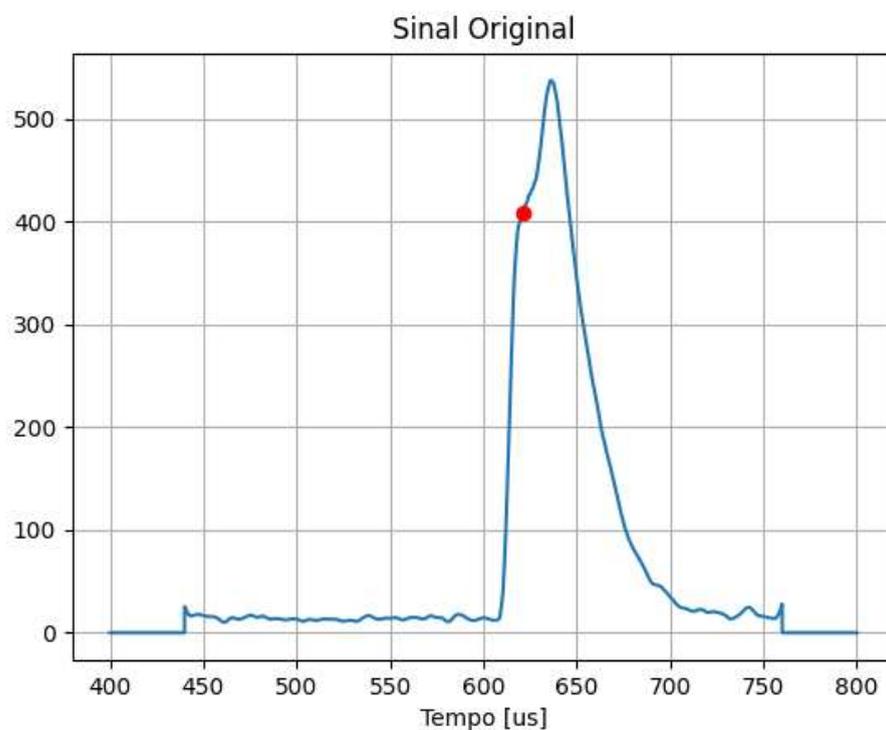
4.2 Resultado da variação de água

Após a análise do resultado da seção 4.1, seguiu-se com o segundo experimento, estudando a variação de nível da água.

O objetivo deste experimento é observar a possibilidade do surgimento de problemas com a variação do nível no recipiente, entretanto foi obtido resultados positivos e satisfatórios.

Verificando os resultados obtidos, foi visto que é possível observar a variação de nível da água sem grandes complicações. A Figura 37 representa um exemplo de aquisição da interface água-ar.

Figura 37 - Exemplo de aquisição interface água-ar

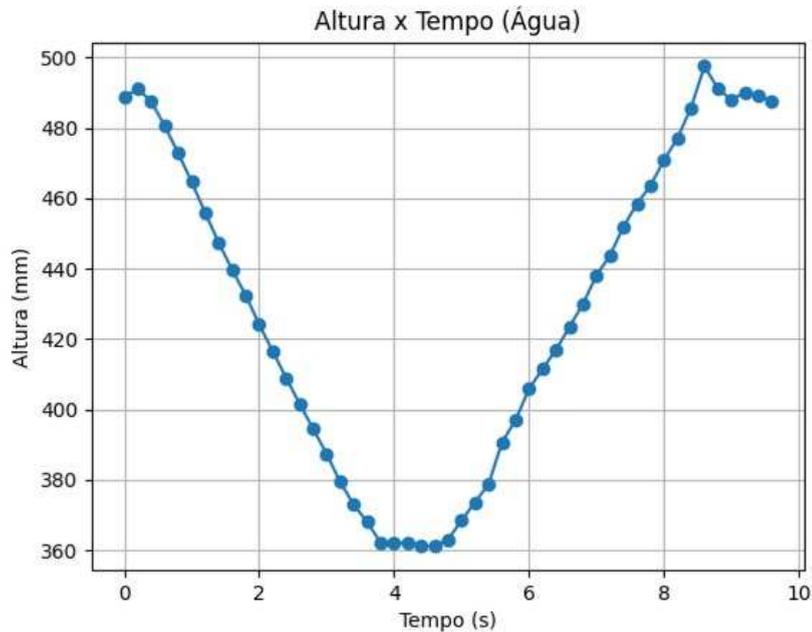


Fonte: Autoria Própria, 2024.

Percebe-se que o pico identificado não é o pico de maior magnitude e sim o primeiro da série de picos que se encontram agrupados na aquisição.

Durante os 10 segundos de aquisição, foi realizado o movimento de remoção e inserção de líquido através da seringa inferior do nosso sistema. Depois da aquisição, foi realizado os cálculos para a altura referência, aplicando a equação (6) para cada valor de tempo dos picos encontrados. Esses valores foram armazenados, e foi criado o gráfico de altura da coluna d'água em relação ao tempo de aquisição, representado pela Figura 38.

Figura 38 - Gráfico altura da coluna d'água em função do tempo



Fonte: Autoria Própria, 2024.

Sem grandes dificuldades, foi possível detectar a interface da água com o ar e gerar o gráfico de altura em função do tempo. Através do gráfico foi visto que a altura da água variou entre 360mm e 500mm, ou seja 36cm e 50cm de altura da coluna de água.

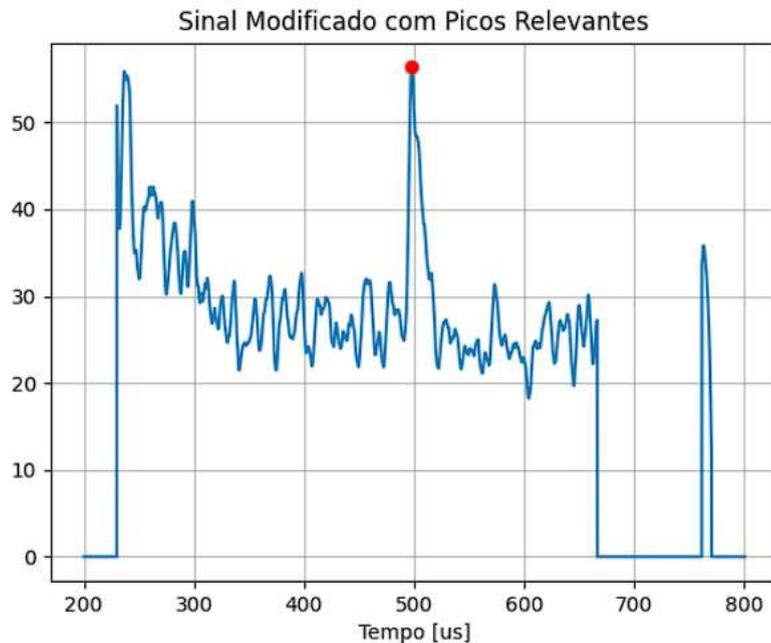
4.3 Resultado da variação de água e óleo

Em seguida, após os resultados obtidos com a variação de nível da água, foi realizado o último experimento.

4.3.1 Contramedida para perda de sinal

A Figura 39 representa uma imagem onde o pico foi encontrado muito próximo ao valor de ruído, ou seja, a magnitude do seu sinal estava com o valor muito baixo.

Figura 39 - Pico encontrado próximo ao ruído do sinal



Fonte: Autoria própria, 2024.

Como contramedida, a fim de evitar que os gráficos ficassem prejudicados por possíveis leituras de ruído com medidas equivocadas, foi adotado um método para transformar em “0” o valor de tempo onde o pico foi encontrado, toda vez que houvesse alguma identificação equivocada.

Desta forma, durante o processamento dos dados, toda vez que o valor de tempo do pico fosse 100 unidades maior ou menor que o valor de tempo de pico do último *shot*, esse valor de tempo se tornaria 0 e sua altura seria calculada em valor 0 automaticamente.

4.3.2 Análise Qualitativa

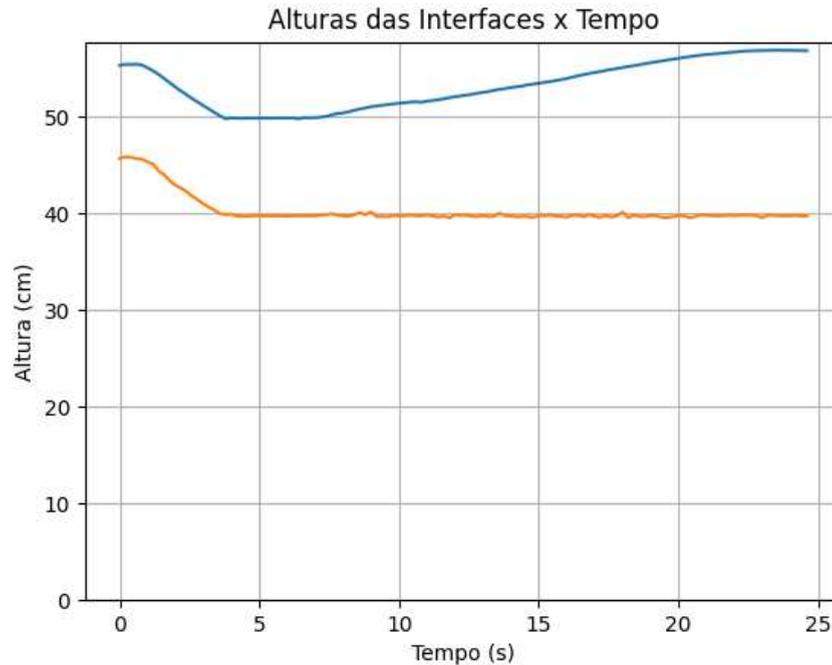
Essa análise visa simular o esvaziamento de um tanque de separação real e também demonstrar que a leitura da interface não é afetada pela variação do nível de óleo.

4.3.2.1 Resultados obtidos na Análise Qualitativa

Tendo em vista essa simulação, a Figura 40, representa o gráfico de altura em relação ao tempo utilizando a primeira abordagem, retirando água e adicionando

óleo. O sinal azul seria a representação do comportamento da altura da coluna de óleo, e o sinal laranja, a representação da variação da altura da coluna de água.

Figura 40 - Gráfico de altura por tempo das Interfaces na Análise Qualitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

É perceptível que até os 5 primeiros segundos de aquisição, ocorreu a remoção de água através da seringa inferior, pois a altura de coluna de água decaiu e a de óleo acompanha, visto que a coluna de óleo é dada pela diferença das alturas das interfaces óleo-ar e água-óleo.

Durante o resto da aquisição foi feita a inserção de óleo, sem alterar a altura da interface água-óleo, visto que a seringa se encontrava acima dessa interface. A Figura 41 representa o nível das colunas de água e óleo no início da aquisição, a Figura 42 representa os níveis após a retirada de um volume de água, em torno dos 5 segundos, e por fim a Figura 43 representa os níveis no final da aquisição.

Figura 41 - Alturas no início da aquisição da Análise Qualitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

Na Figura 41, é possível identificar que as alturas das interfaces água-óleo e óleo-ar se encontram, respectivamente, em torno de 45cm e 54,5cm. Pelo gráfico das alturas em função do tempo, em uma análise visual, conclui-se que as alturas estão bem próximas.

Figura 42 - Alturas pós remoção de água da aquisição da Análise Qualitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

Nesta Figura 42, encontra-se as alturas das interfaces nas alturas de 39cm e 49cm, com uma melhor detecção visual devido ao ângulo em que foi gravado o vídeo durante a aquisição. Em comparação novamente, as alturas se encontram semelhantes ao gráfico das alturas em função do tempo, no ponto de 5s do início da aquisição. Aqui já é perceptível um erro próximo a 10mm, através de uma comparação visual da imagem com o gráfico.

E por fim, na Figura 43 abaixo, as alturas das interfaces de acordo com a fita métrica, estão entre 39cm e 55,5cm, similar ao encontrado no sinal nos últimos instantes de tempo da aquisição, também com um erro visual em torno de 10mm.

O resultado é bastante satisfatório, pois o sistema foi capaz de detectar as interfaces durante todos os momentos da aquisição, correspondendo positivamente ao objetivo da análise.

Figura 43 - Alturas no fim da aquisição da Análise Qualitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

A Tabela 2 demonstra os resultados obtidos na análise visual de comparação entre os valores da régua e os valores no gráfico.

Tabela 2 - Tabela de comparação das alturas de Interface

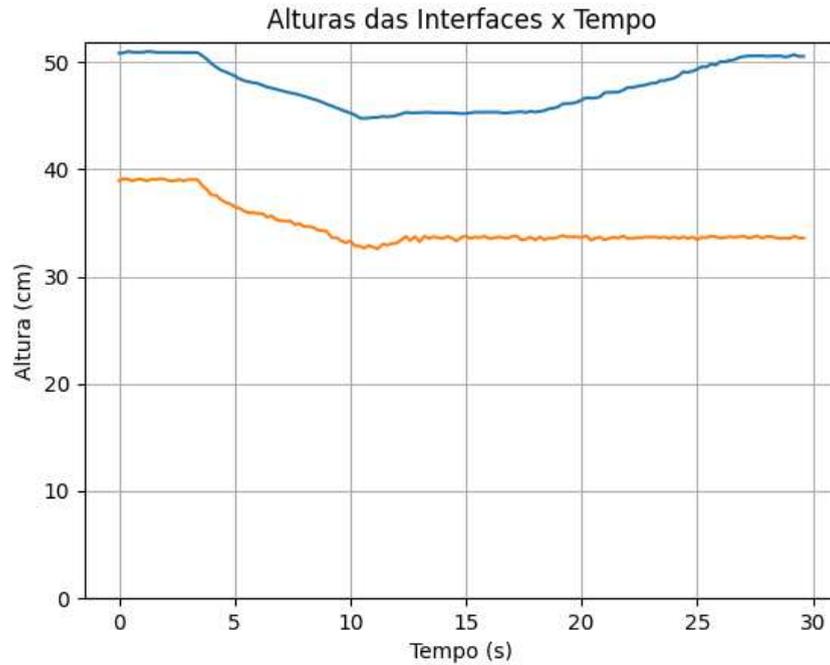
Segunda Análise Qualitativa	Interface óleo-água			Interface óleo-ar		
	0	5	30	0	5	30
Instante de Tempo (s)	0	5	30	0	5	30
Valor aproximado na régua (cm)	45	39	39	54,5	49	55,5
Valor aproximado no gráfico (cm)	46	40	40	55	50	57
Erro aproximado (cm)	1	1	1	0,5	1	1,5

Fonte: Autoria própria, 2024.

Além disso, a fins de comparação e de descartar possíveis erros de uma só aquisição, foi executada mais uma operação similar, e os resultados são encontrados nas figuras seguintes. A Figura 44 retrata as alturas das interfaces em

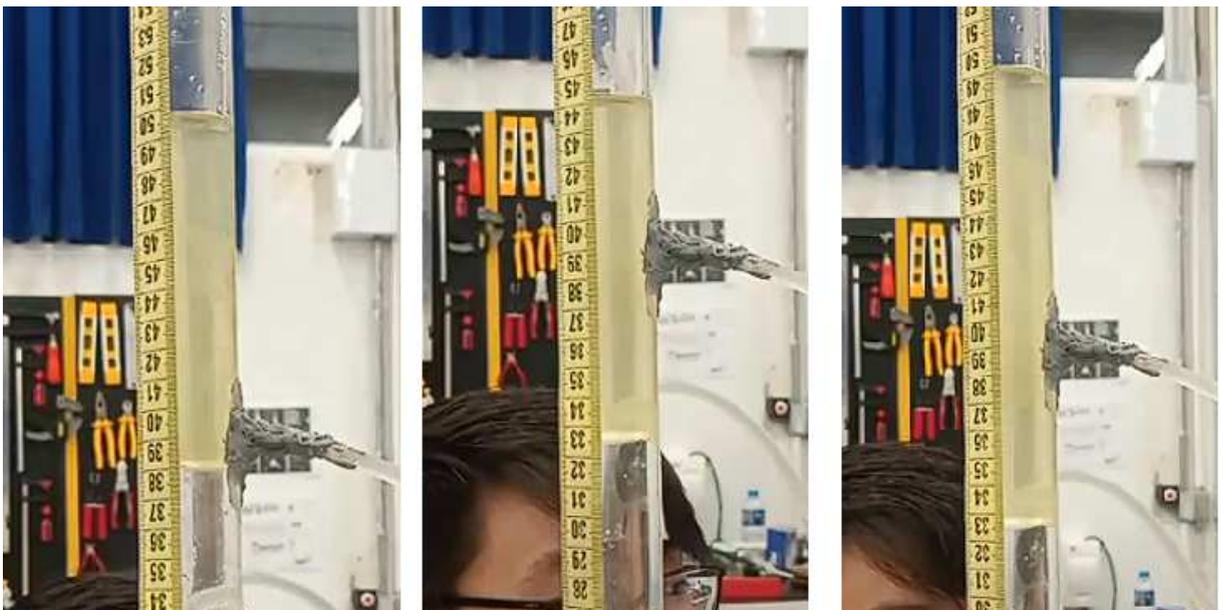
outra aquisição, e a Figura 45 representa a aquisição nos momentos de tempo 0s, 10s e 30s.

Figura 44 - Gráfico de altura por tempo das Interfaces na segunda Análise Qualitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

Figura 45 - Altura das Interfaces na segunda Análise Qualitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

Uma análise visual foi feita comparando o gráfico de altura e as fotos das interfaces nas Figuras 44 e 45. Esses dados estão presentes pela Tabela 3 abaixo:

Tabela 3 - Tabela de comparação das alturas de Interface na segunda Análise Qualitativa

Segunda Análise Qualitativa	Interface óleo-água			Interface óleo-ar		
	0	10	30	0	10	30
Instante de Tempo (s)	0	10	30	0	10	30
Valor aproximado na régua (cm)	38	32,5	32,5	50	44	49,5
Valor aproximado no gráfico (cm)	39	33,5	34	51	45	51
Erro aproximado (cm)	1	1	1,5	1	1	1,5

Fonte: Autoria própria, 2024.

4.3.2.2 Erros na análise Qualitativa

Com base nas duas análises visuais apresentadas nas Tabelas 1 e 2, conseguimos identificar um padrão de erro no valor de 10mm, entre a medida na régua e o valor calculado através das fórmulas utilizadas anteriormente.

Esse erro é considerado um erro sistemático e pode ser ocasionado por diversos fatores, como problemas de calibração dos equipamentos utilizados, o problema já descrito sobre o sistema de aquisição só utilizar as propriedades de um elemento como meio de propagação, a interferência dos ecos na base de aço carbono, entre outros.

Outro tipo de erro é o erro aleatório, que não pode ser previsto, e pode ter como origem algum erro humano durante a aquisição dos dados, o formato de visualização dos dados na régua devido ao ângulo de filmagem do tubo, problemas causados por “bolhas” de óleo, ou menisco durante a ação de empurrar e puxar líquidos de dentro do tubo, entre outros.

Fazendo um breve levantamento dos erros apresentados na Tabela 2, a média aritmética dos erros (Em) é:

$$Em = (1 + 1 + 1 + 0.5 + 1 + 1.5) / 6 \quad (8)$$

$$Em = 1 \quad (9)$$

Agora, calculando o desvio padrão através da fórmula (10):

$$\sigma^2 = \frac{\Sigma(x-\bar{x})^2}{n} \quad (10)$$

$$\sigma = 0.2887 \quad (11)$$

Realizando o mesmo procedimento para a Tabela 3, temos:

$$Em = 1.1667 \quad (12)$$

$$\sigma = 0.2357 \quad (13)$$

Os valores de desvio padrão para ambas as análises qualitativas, sugerem que os valores individuais estão variando consideravelmente em relação à média das medidas. O que não seria significativo em um tanque de separação real, devido às dimensões do mesmo, em que se encontram em escalas muito maiores que o equipamento experimental.

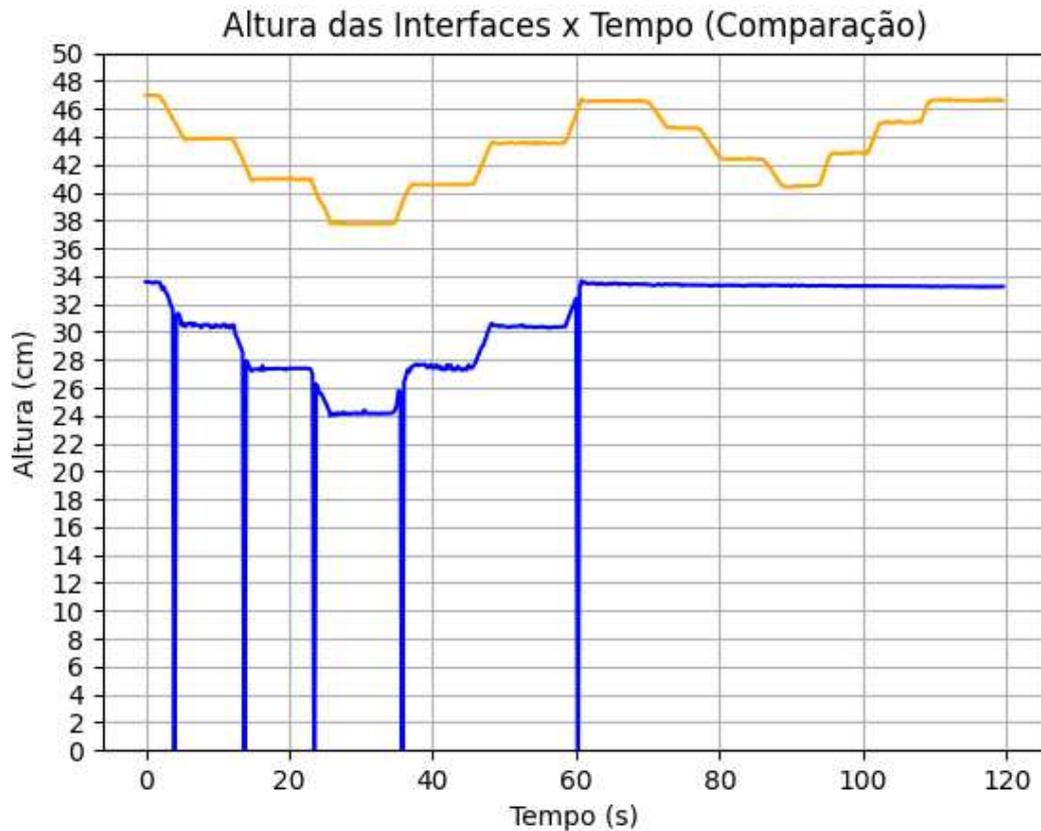
4.3.3 Análise Quantitativa

Essa análise tem como objetivo fazer uma aquisição contemplando alguns valores de altura para os níveis de água e óleo. A abordagem utilizada foi descrita na seção 3.6 deste trabalho, e deve representar a inserção e remoção dos dois líquidos em momentos distintos.

4.3.3.1 Resultados obtidos na Análise Quantitativa

Da mesma forma que a Análise Qualitativa, a Figura 46, representa o gráfico de altura em relação ao tempo utilizando a segunda abordagem descrita na seção 3.6, removendo e inserindo água, e logo em seguida, removendo e inserindo óleo.

Figura 46 - Gráfico de altura por tempo das Interfaces na Análise Quantitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

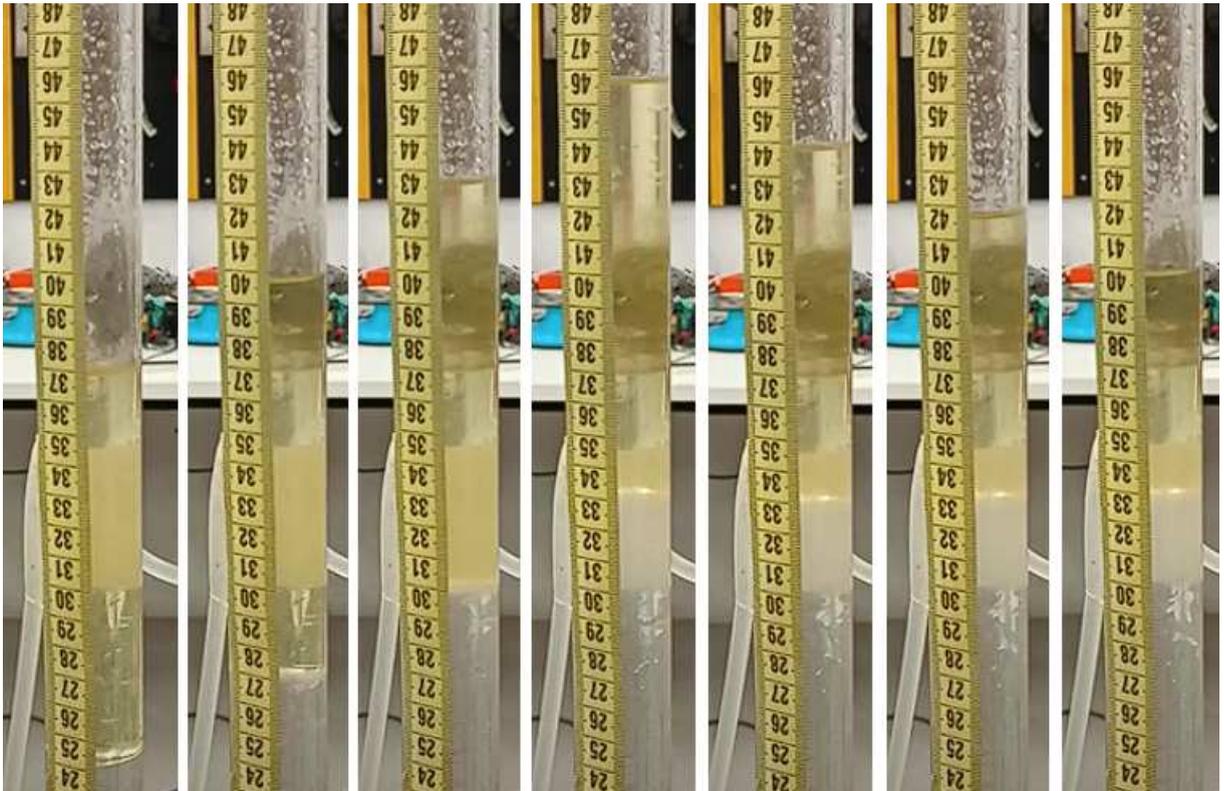
Já inicialmente é perceptível as quedas nas alturas da coluna de água, representada pelo sinal em azul, enquanto a coluna de óleo é representada pelo sinal alaranjado. Analisando o gráfico, as quedas acontecem durante a operação de inserção ou remoção da água apenas, considerando que os valores de altura só são transformados em 0 caso haja perda de sinal, é conclusivo que o problema de perda de sinal encontrado é o descrito na seção 3.5, onde há pressão de inserção ou remoção de líquido, deformando a interface óleo-água.

No entanto, a perda de sinal não é um fator impeditivo para o restante da aquisição. Podemos observar que, até a metade do tempo da aquisição, a operação realizada foi apenas a remoção e a inserção de água em vários alguns níveis de altura, e percebe-se que a coluna de óleo também é deslocada uniformemente em conjunto com a água.

Na segunda metade do gráfico, é possível visualizar que o único líquido que alterou sua altura foi o óleo, isso é devido a seringa se encontrar acoplada acima da interface óleo-água.

A Figura 47 retrata 7 instantes de tempo distintos, e as Tabelas 4 e 5 contém as informações para comparação. Os valores das alturas são os valores exatos extraídos em Python.

Figura 47 - Altura das Interfaces na Análise Quantitativa



Fonte: Autoria própria, 2024.

Tabela 4 - Tabela da altura de Interface Água-Óleo na Análise Quantitativa

Análise Quantitativa	Interface Água-Óleo						
Instante de Tempo (s)	30	42	54	66	75	83	91
Valor aproximado na régua (cm)	24,2	27,3	30,1	33,2	33,1	33	33
Valor exato no gráfico (cm)	24,13	27,51	30,29	33,47	33,37	33,27	33,27
Erro aproximado (cm)	0,07	0,21	0,19	0,27	0,27	0,27	0,27

Fonte: Autoria própria, 2024.

Tabela 5 - Tabela da altura de Interface Óleo-Ar na Análise Quantitativa

Análise Quantitativa	Interface Óleo-Ar						
Instante de Tempo (s)	30	42	54	66	75	83	91
Valor aproximado na régua (cm)	37	39,7	42,7	45,8	43,9	41,8	39,8
Valor exato no gráfico (cm)	37,84	40,62	43,59	46,67	44,69	42,40	40,62
Erro aproximado (cm)	0,84	0,92	0,89	0,87	0,79	0,6	0,82

Fonte: Autoria própria, 2024.

4.3.3.2 Erros na Análise Quantitativa

Como a análise aqui foi feita com dados exatos obtidos pelos processamentos dos sinais, os erros aleatórios foram majoritariamente devido à análise visual dos níveis na régua.

Realizando o cálculo de desvio padrão pela equação (10) para ambas as interfaces durante a análise quantitativa:

Interface Água-óleo:

$$Em = 0.2629 \quad (14)$$

$$\sigma = 0.0769 \quad (15)$$

Interface Óleo-Ar:

$$Em = 0.8186 \quad (16)$$

$$\sigma = 0.0976 \quad (17)$$

Vemos que os valores de desvio padrão são menores comparados aos encontrados na análise qualitativa, indicando uma menor dispersão dos erros em relação à média dos erros. Isto acontece devido à obtenção dos dados exatos durante o processamento dos dados, aproximando os dados ao valor real encontrado.

5 CONCLUSÃO

Ao explorar os tanques de separação trifásicos, pôde-se compreender melhor suas características e funcionamento, bem como os desafios enfrentados na separação da água produzida. A instrumentação adequada desses tanques é extremamente importante, isso inclui as tecnologias de medição de nível e sensores de interface líquido-líquido, destacando-se a necessidade de soluções mais avançadas para lidar com as dificuldades existentes.

Os sistemas de medição de nível atualmente utilizados na indústria petrolífera, como sensor por pressão diferencial, radar de onda guiada, sensor de tipo empuxo e sensor de tipo capacitivo, todos possuem características vantajosas e desvantajosas para a medição de interface. A análise detalhada dos problemas enfrentados no campo de Búzios destacou a inadequação de certas tecnologias de medição, como transmissores capacitivos, radar e pressão diferencial, devido a questões relacionadas à configuração, manutenção e desempenho em condições adversas. Essas limitações reforçam a necessidade de explorar alternativas mais robustas e confiáveis para a medição de nível de interface. A metodologia por ultrassom emerge como uma solução promissora, oferecendo uma abordagem não invasiva e capaz de fornecer medições precisas. A capacidade do ultrassom de detectar interfaces com alta precisão, torna-o uma escolha atraente para aplicações na indústria petrolífera.

Apesar dos obstáculos encontrados experimentalmente, os resultados obtidos foram promissores. A medida de referência demonstrou a capacidade dos sensores de ultrassom em detectar com precisão a interface água-ar, trazendo o benefício da utilização de uma referência para as próximas aquisições, evitando alguns erros que poderiam ser encontrados na interface com o aço. Além disso, os experimentos de variação de nível com água forneceram resultados consistentes, evidenciando a eficácia do sistema em monitorar alterações na altura da coluna d'água.

Ao realizar os experimentos com água e óleo, surgiram desafios adicionais, como a formação de meniscos, resíduos de óleo nas paredes do tubo e perda de sinal na interface água-óleo. Para lidar com esses problemas, foram adotadas abordagens alternativas de aquisição de dados, mostrando-se eficazes na obtenção de resultados satisfatórios.

Os resultados encontrados, presentes nas Tabelas 2, 3, 4 e 5, são resultados positivos ao lidarmos com um sistema experimental. Apesar do sistema simular brevemente um tanque de separação, em uma aplicação real, as escalas são muito maiores e envolvem muitas outras variáveis neste processo, como a pureza do óleo e água, alguns sedimentos, condições de temperatura e pressão, espessura do aço, entre outras. O sistema também está sujeito a alguns problemas de aplicação que não foram contemplados no sistema experimental, como problemas de emulsão. O problema experimental do menisco provavelmente não estaria presente em um tanque de separação real devido à tensão superficial ser menor e uma área de contato de interface maior.

Como sugestões de melhoria deste estudo, uma opção é o uso de um método de comparação mais preciso, a análise visual na régua do tubo contém muitas incertezas, como o ângulo de filmagem e erro das ferramentas utilizadas. Outra sugestão para trabalhos futuros, é reduzir o impacto causado pelo uso dos dados de somente um meio de propagação no sistema todo, através de cálculos ou ferramentas auxiliares que possibilitem uma análise sólida das alturas em cada meio de propagação.

Para trabalhos futuros, é de suma importância o desenvolvimento de um sistema melhor de processamento de dados, para garantir melhor confiabilidade nas aquisições e medições, antecipando erros e prevenindo aquisições equivocadas. Outro grande avanço é o desenvolvimento de um sistema operacional que identifique e forneça as alturas dos níveis em tempo real, integrado à um sistema SCADA, recebendo mais entradas como alarmes para indicar nível baixo/alto, bloqueando a vazão de entrada ou de saída dos líquidos, e também utilizando sensores marinizados disponíveis no mercado. A utilização de ferramentas aplicadas à indústria também é uma sugestão, tornando o sistema mais robusto e menos sujeito a erros.

Em última análise, este estudo destaca a importância contínua da pesquisa e inovação na busca por soluções eficazes para os desafios enfrentados pela indústria de petróleo e gás. Com esforços contínuos e colaboração entre academia e indústria, é possível superar obstáculos e avançar em direção a sistemas de medição mais precisos, eficientes e adaptáveis às demandas do mercado atual.

REFERÊNCIAS

- CARDOSO, L. C. **Petróleo: do Poço ao Posto**. 2. ed. Rio de Janeiro: QualityMark, 2005. 192p.
- CORREA, O. L. S. **Petróleo - noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012. 102p.
- THOMAS, S. E. **Fundamentos da Engenharia do Petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001. 272p.
- SANTOS, J. A. **Estudo sobre Processamento Primário de Petróleo**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p. 40. 2015.
- GAUTO, M. A. **Petróleo e Gás: Princípios de Exploração, Produção e Refino**. 1. ed. Porto Alegre: Bookman: 2016.
- OFUCHI, C. Y. **Técnicas Avançadas para Análise de Escoamento Bifásico Gás-Líquido em Golfadas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, p. 23. 2011.
- LEE, J. J. **Formação e Processamento de Imagens de Ultrassom**. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica em Processamento de Sinais e Instrumentação, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, p. 12. 2010.
- FERREIRA, J. P. G. **Aplicação da Técnica de Ultrassom Pulso Eco com Cabeçote Monocristal na Análise de Porosidade de Revestimentos de Barreira Térmica Depositados por Plasma**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Mecânica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2014.
- ANDREUCCI, R. **Ensaio por Ultrassom**. Ed. Maio/2014, São Paulo, 2014.
- DELMÉE, G. J. **Instrumentação Industrial**. 3 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 668p.
- DIAS, C. A. **Técnicas Avançadas de Instrumentação e Controle de Processos Industriais: ênfase em petróleo e gás**. 2 ed. Rio de Janeiro: C. A. Dias, 2012. 712p.
- FIALHO, A. B. **Instrumentação Industrial: Conceitos, Aplicações e Análises**. 7 ed. São Paulo: Érica, 2010. 280p.
- PETROBRAS. Comunicação Técnica: **Definição de Critérios para Utilização das Tecnologias e Medição de Nível de Interface**. In: Logística, Manutenção e Suporte às Operações/Operação Manutenção e Descomissionamento/Integridade e Manutenção, 2019, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: Petrobras, 2019.
- PETROBRAS. **N-1882: Critérios para Elaboração de Projetos de Instrumentação**. 1ª Emenda. Rev. E. Rio de Janeiro: Petrobras, 2016.

AHMED, T., Makwashi, N., Hameed, M. (2017). **A Review of Gravity Three - Phase Separators**. Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Sciences. Scholarlink Research Institute Journals, 8(3), 143-153.

SCHONS, E. M. **Desestabilização de Emulsões visando a Redução do Teor de óleo em Água**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mineral) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mineral, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, p. 147. 2008.

SHAW, D. J. **Introdução à química dos colóides e de superfícies**. 1975. Citado por Schons, E. M. Desestabilização de Emulsões visando a Redução de Teor de óleo em Água. 2008. p. 147.

FARAH, M. A. **O Petróleo e seus Derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade**. 1 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 261 p.

GUIMARÃES, R. F., Torres, J. A. L., Oliveira, G. L. G., Miranda, H. C., Farias, J. P. (2015). **Avaliação da Resistência à Corrosão de Aços Inoxidáveis Submetidas a Ciclos de Fadiga Térmica**. Em: Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Fortaleza, CE, Brasil, pp. 1-6.

ASM INTERNATIONAL. **“Corrosion in the Petrochemical Industry”**. 1st ed. United States of America : ASM, 1994.

DRYER, F. J. **Análise de Intervalo de Calibração de Instrumentos de Medição: Estudo de Caso entre Empresas de Panambi**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica) - Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul. Panambi, p. 71. 2014.

SERPENTINI, F., Junior, N. (informação verbal, comunicação pessoal via e-mail, 17 de Maio de 2023).

TROMBINI, M. **Avaliação da técnica de ultrassom phased array para a otimização do controle de qualidade em aços laminados e forjados**. Dissertação [Mestrado]. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015, 119p.

SÄUBERLICH, A.O., et al., 2019. **Multi-Electrode Capacitive and Inductive Sensing Applied to Level Measurement of Multiphase Fluids**.

NUEM (2023). **Noninvasive multiphase level measurement with an ultrasonic probe**. Lassip. Disponível em: <https://utfpr.curitiba.br/lassip/2023/09/28/mullet/>. Acesso em: 15 jan. 2024.

SciPy Community. (2024). **scipy.signal.hilbert** - Scipy V1.8.0 Reference Guide. Disponível em: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.signal.hilbert.html>. Acesso em: 13 fev. 2024.

DACIUK, R. J. **Estudo de parâmetros ultra-sônicos para caracterização de líquidos**. Dissertação [Mestrado]. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2008, 90p.

PASSARIN, THIAGO A. R.; MOURA, HECTOR L. ; SILVA, VITOR O. ; CANDIDO, F. B. G. ; SATO, K. A. ; SOUZA, A. R. ; GUERREIRO, MARCO T. L. ; GUARNERI, GIOVANNI A. ; PIPA, DANIEL R. ; P. PIRES, GUSTAVO . **A toolbox for ultrasound signal processing and image reconstruction**. In: 47th Annual Review of Progress in Quantitative Nondestructive Evaluation, 2019, Portland. QNDE 2019: Review of Progress in Quantitative Nondestructive Evaluation, 2019.

Eddyfi Technologies. (2024). **Eddyfi Technologies Officially Launches M2M Panther**. Disponível em: <https://www.eddyfi.com/en/news/eddyfi-technologies-officially-launches-m2m-panther> . Acesso em: 4 mar. 2024.

DAVIES, D. H. 2009. **Fluid level indication system and technique**.

HADLEY, M. R., and D. H. Davies. 2010. **Fluid level indication system and technique**.

SAKIYAMA, N., K. Fujii, V. Pimenov et al. 2013. **Fluid-level monitoring using a distributed temperature sensing system during a methane hydrate production test**, International Petroleum Technology Conference, Beijing, China: IPTC 16769.

ARTHUR, H. H. **An Introduction to Distributed Optical Fibre Sensors**. 2017.

DONATO, V. *Logística para a Indústria do Petróleo, Gás e Biocombustíveis*. Editora Saraiva, 2012. 254p.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). "**Matriz Energética e Elétrica**". Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 26 abr. 2024.

Olympus (2020). **Quais são os diferentes tipos de transdutores ultrassônicos?** Disponível em: <https://www.olympus-ims.com/pt/insight/what-are-the-different-types-of-ultrasonic-transducers/>. Acesso em: 26 abr. 2024.

Telles, Dirceu, D. e João Mongelli Netto. **Física com aplicação tecnológica: Óptica, física moderna e fenômenos complexos - Vol. 4**. São Paulo, Editora Blucher, 2020.

MIX, Paul E. **Introduction to Nondestructive Testing: A Training Guide**. 2. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2005.