

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

JULIO JORGE DE ALMEIDA ABDALA

**DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DE UM DISPOSITIVO PARA MEDIÇÃO DE
PRESSÃO E TEMPERATURA DURANTE OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE
POÇOS DE PETRÓLEO**

CURITIBA

2022

JULIO JORGE DE ALMEIDA ABDALA

DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DE UM DISPOSITIVO PARA MEDIÇÃO DE PRESSÃO E TEMPERATURA DURANTE OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Development and validation of a device for pressure and temperatura measurement for oil well drilling operations.

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Engenheiro do curso de Engenharia Mecânica, do Departamento Acadêmico de Mecânica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador(a): Prof. Dr. Euclides A. Bernardelli

CURITIBA

2022



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

Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

JULIO JORGE DE ALMEIDA ABDALA

DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DE UM DISPOSITIVO PARA MEDIÇÃO DE PRESSÃO E TEMPERATURA DURANTE OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Engenheiro do curso de Engenharia Mecânica, do Departamento Acadêmico de Mecânica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Data de aprovação: 30 de Novembro de 2022

Euclides Alexandre Bernardelli
Doutor em Ciência e Engenharia de Materiais
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Luciano Fernando dos Santos Rossi
Doutor em Engenharia Mecânica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Vinicius Gustavo Poletto
Mestre em Engenharia Mecânica e de Materiais
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

CURITIBA

2022

Dedico este trabalho à minha família, mas principalmente à minha falecida mãe Cida Brasil, cujo maior sonho foi ver os filhos formados.

AGRADECIMENTOS

Antes de tudo, devo agradecer a todos os professores que já passaram pela minha vida, desde a pré-escola, até hoje, foram parte importante de minha trajetória e cada aprendizado me trouxe ao dia de hoje.

Agradeço também a minha família, meu pai Jorne Abdala, meus irmãos Bruno Abdala, Lucas Abdala e Lisiany Pontes, e a minha namorada Gabriela Rodrigues por todo amor e apoio durante essa trajetória tão conturbada. À minha falecida mãe Cida Brasil por todo amor, dedicação e principalmente por ser um exemplo de ser humano ao qual me espelho todos os dias de minha vida. Ao Breno Abdala e a Clara Rodrigues por me lembrarem todos os dias o motivo pelo qual sigo em frente.

Ao meu professor orientador Euclides A. Bernardelli, por toda paciência e ajuda durante a elaboração deste trabalho, mas principalmente por aceitar estar presente neste momento tão importante.

Ao professor Luciano Rossi e ao Vinícius Poletto por aceitarem meu convite para compor minha banca e por contribuir muito com a evolução do meu trabalho.

Aos meus amigos, Nezia, Júlia, Sophia, Márcio, Esther, Mateus, Laqua, Fernando, Gabriel, Alexandre e Sérgio, por estarem sempre presente em todos os momentos, desde os bons, até os mais difíceis sem nunca medirem esforços para me ajudar quando mais precisei.

À toda equipe da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) pelo cuidado com uma formação de qualidade para seus alunos. Ao CERNN por disponibilizar materiais e equipamentos necessários para a realização dos ensaios. A R2 (*Rheology Research*) pelo financiamento dos materiais utilizados.

Estou certo de que não serei capaz de colocar em palavras todos que fizeram parte desta etapa importante de minha vida, peço desculpas àqueles que não estão entre essas palavras, estejam certos de que sou muito grato.

RESUMO

Ainda há uma grande demanda da sociedade por produtos derivados do petróleo, isso resulta diretamente na necessidade da indústria do petróleo continuar com as operações de exploração de campos petrolíferos. Porém, não se tratam de operações banais, principalmente ao que se refere a exploração de campos no ambiente marinho (*offshore*). Assim, para possibilitar a realização das operações com segurança e tornar o processo economicamente viável, há uma grande necessidade da obtenção do maior número de informações possíveis sobre o meio ao qual estão sendo realizadas as operações, de forma que seja possível prever possíveis problemas para que uma tomada de decisão possa ser realizada com maior antecedência por parte dos operadores responsáveis pelo processo. Atualmente, informações referentes ao processo são basicamente obtidas através de sensores acoplados ao conjunto de fundo de poço, um dispositivo conhecido como BHA (*Bottom Hole Assembly*), e então estes dados são transmitidos por telemetria através do fluido de perfuração. Com isto, neste trabalho foi desenvolvido um dispositivo para medição de pressão e temperatura que deverá atuar durante as operações de perfuração de poços de forma independente sem a necessidade de paradas no processo produtivo. O dispositivo utiliza elementos de medição de baixo custo, sendo eles um extensômetro e um termistor para medição de pressão e temperatura, respectivamente. O trabalho foi desenvolvido desde a etapa de idealização do projeto e avaliação da necessidade, até a modelagem do protótipo e testes dos principais elementos sensores do dispositivo para sua validação. Assim, a realização do trabalho e validação do modelo do dispositivo proposto se deu através de ensaios de pressão e temperatura em ambiente controlado possibilitando a avaliação da funcionalidade dos elementos sensores utilizados, estes se mostraram extremamente eficientes quando comparados com dispositivos de medição padrões utilizados, além disso, avaliou-se o comportamento dos corpos de prova quando submetidos aos ensaios de pressão, e com isso observou-se a possibilidade da confecção do corpo do dispositivo proposto em aço 1020, devido ao seu baixo custo e a possibilidade de suportar altas pressões sem se deformar plasticamente. Por fim, a realização de ensaios complementares utilizando um modelo de dispositivo semelhante já comercializado, mostrou a viabilidade da fabricação em larga escala do dispositivo proposto por este trabalho.

Palavras-chave: Pressão; Temperatura; Petróleo; Perda de circulação; Perfuração de poços.

ABSTRACT

There is still a great demand from society for products from petroleum, it results in a demand from petroleum industry to continue with oilfield exploration operations. However, these are not banal operations, especially with regard to the exploration of fields in the marine environment (offshore). Thus, to ensure the safety for the operations and make the process economically viable, there is a huge necessity to obtain as much information as possible about the field in which the operations are being realized, to anticipate and avoid serious and large scale problems by the operators responsible by the process. Currently, the information about the process is obtained through sensors fixed to the downhole assembly, a device known as BHA (Bottom Hole Assembly), and then these data are transmitted by telemetry through the drilling fluid. So, in this work, a device for measuring pressure and temperature was developed that will act independently during well drilling operations without the necessity for stops in the production process. The device uses low-cost measuring parts, which are an extensometer and a thermistor for measuring pressure and temperature, respectively. This work was developed from the stage of project idealization and necessity evaluation, to the prototype modeling and testing of the main sensor elements of the device for its validation. So, the validation of the proposed device model was made by pressure and temperature tests in a controlled environment, with that, was possible to evaluate the functionality of the sensors used, these sensors proved efficient when compared to standard measuring devices used, in addition, the behavior of the specimens when subjected to pressure tests was evaluated, and with this, it was observed the possibility of making the body of the proposed device in 1020 steel, due to low cost and the possibility of withstanding high pressures without deforming plastically. Finally, additional tests using a similar device model already commercialized showed the feasibility of large-scale manufacturing of the device proposed by this work.

Palavras-chave: Pressure; Temperature; Petroleum; Loss of circulation; Well drilling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Desmoronamento das paredes do poço	18
Figura 2 - Influxo indesejado de fluidos da formação.	19
Figura 3 - Variação no volume do tanque relacionada com o tipo de fratura	20
Figura 4 - Dispositivo de medição de pressão e temperatura	31
Figura 5 – Reed Switch	35
Figura 6 - Extensômetro	36
Figura 7 - Processo de colagem de um extensômetro	37
Figura 8 - Ponte de Wheatstone.....	38
Figura 9 - Ponte de Wheatstone com um quarto de ponte ativa por extensômetro.	39
Figura 10 - Curva Tensão X Deformação.....	40
Figura 11 - Curva Tensão X Deformação do Aço 1020	41
Figura 12 – Modelagem 3D do protótipo	42
Figura 13 – Desenho esquemático do protótipo do dispositivo.....	43
Figura 14 - Aplicação do dispositivo em campo.....	44
Figura 15 – Desenho esquemático do sistema de carregamento do dispositivo	44
Figura 16 – Desenho esquemático da unidade experimental	46
Figura 17 - Modelagem 3D da unidade experimental	46
Figura 18 - Desenho esquemático da unidade de ensaio de pressão	50
Figura 19 - Deformação do corpo de prova.....	52
Figura 20 - Aplicação do termistor	54
Figura 21 - Fluxograma dos ensaios de pressão e temperatura	56
Figura 22 - Gráfico da Pressão padrão e da Deformação em função do tempo	57
Figura 23 - Gráfico da Pressão Padrão em função da deformação	58
Figura 24 - Gráfico das pressões padrão e calculadas sobrepostas em função do tempo.....	59
Figura 25 - Gráfico de uma seção das pressões padrão e calculadas sobrepostas em função do tempo	60
Figura 26 - Gráfico de temperatura da amostra 1,9 mm em aço 1020	61
Figura 27 - Gráfico de temperatura da amostra 0,8 mm em aço 1020	62
Figura 28 - Gráfico de temperatura da amostra 1 mm em latão.....	63
Figura 29 - Gráfico de temperatura do termopar padrão e do termistor	64
Figura 30 - Desenho esquemático da unidade de ensaio de pressão com sensor da YuTech	67
Figura 31 - Gráfico de pressão.....	68

LISTA DE FOTOGRAFIAS

Fotografia 1 - Fluido de Perfuração	13
Fotografia 2 - Conjunto de fundo de poço (BHA)	20
Fotografia 3 - Blowout devido à falta de circulação de fluido de perfuração. ...	26
Fotografia 4 - Arduino.....	32
Fotografia 5 - Termistores com proteção em vidro (Acima) e epóxi (abaixo)....	33
Fotografia 6 – Bobina de transmissão.....	34
Fotografia 7 - Impressão 3D da carcaça do protótipo	42
Fotografia 8 - Impressão 3D da carcaça do protótipo	47
Fotografia 9 - Corpos de prova	47
Fotografia 10 - Antes e depois do polimento do corpo de prova	48
Fotografia 11 - Passo a passo para colagem do Extensômetro	49
Fotografia 12 - Bancada de testes	51
Fotografia 13 - Deformação do corpo de prova em Nylon.	53
Fotografia 14 - Termistor e Termopar.....	54
Fotografia 15 - Unidade de ensaios de temperatura.....	55
Fotografia 16 - Sensores YuTech modelo Antigo.....	65
Fotografia 17 - Sensor YuTech modelo Atualizado	66
Fotografia 18 - Base de carregamento e acionamento dos sensores YuTech ..	69
Fotografia 19 - Avaria em sensor da YuTech	69

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Contexto e Motivação	12
1.1.1	Perfuração de Poços de Petróleo	15
1.1.2	Fluidos de Perfuração	15
1.2	Caracterização do Problema	16
1.2.1	Perda de Circulação	21
1.2.2	Kick e Blowout	22
1.3	Objetivo	25
1.3.1	Objetivos específicos	25
1.4	Justificativa	26
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFIA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
2.1	Aquisição de dados durante processos de perfuração de poços ...	27
2.2	Patentes	29
2.2.1	Patente – Transdutor óptico para a medida simultânea de pressão e temperatura em poços de petróleo e método de medida - (BRPI003240B1)	29
2.2.2	Patente – Método e aparelho para detecção e avaliação de fraturas de paredes de poços – (04870627)	29
2.3	Síntese do Capítulo	30
3	MATERIAIS E MÉTODOS	31
3.1	Materiais	31
3.1.1	Microcontrolador	32
3.1.2	Termistor	33
3.1.3	Bateria	33
3.1.4	Módulo Indutivo	34
3.1.5	Reed Switch	35
3.1.6	Extensômetro	35
3.1.7	Aço 1020	39
3.2	Metodologia	41
3.2.1	Modelagem e estrutura	41
3.2.2	Proposta para aplicação em campo	43
3.3	Metodologia de Ensaios	45
3.3.1	Desenvolvimento, modelagem e fabricação da unidade experimental ...	45
<u>3.3.1.1</u>	<u>Ensaios de pressão</u>	<u>49</u>

<u>3.3.1.2</u>	<u>Ensaio de temperatura</u>	<u>53</u>
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	56
4.1	Pressão	56
4.2	Temperatura.....	61
4.3	Ensaio complementar	65
5	CONCLUSÃO	70
5.1	Sugestões para trabalhos futuros.....	70
	REFERÊNCIAS	72

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são abordados conceitos sobre o cenário ao qual o dispositivo proposto por este trabalho será inserido, conta também com o objetivo geral, os objetivos específicos e por fim com um resumo da estrutura do trabalho.

1.1 Contexto e Motivação

Na indústria de petróleo, novas tecnologias e metodologias vem sendo desenvolvidas com o passar dos anos como objetivo de tornar o processo de perfuração de poços mais eficiente, tanto em relação a velocidade de perfuração quanto a possibilidade de alcançar ambientes mais adversos com o menor custo de produção possível. Esse avanço vem sendo observado tanto em ambientes terrestres (*onshore*) quanto em ambientes marinhos (*offshore*) (HONÓRIO, 2007).

Ainda é grande a necessidade da sociedade por produtos derivados de petróleo, o que implica diretamente na necessidade de a indústria do petróleo seguir com a exploração de mais poços, porém, esse processo exploratório têm sido cada vez mais difícil, visto que a grande parte dos poços com menor complexidade operacional já estão em processo produtivo ou exploratório. Com isso, os poços ainda não explorados acabam tendo seu processo mais caro devido à alta complexidade em relação à sua geometria, profundidade, pressões, temperaturas e dificuldades operacionais, assim, nota-se que o sucesso operacional e econômico do processo exploratório está relacionado com o desenvolvimento de novas tecnologias que possam auxiliar na redução de quaisquer problemas e também reduzir os custos operacionais inerentes ao processo de perfuração, tornando a operação viável (PAZ, 2013).

Todo processo de perfuração torna inviável o uso de cabos elétricos e diversas formas de obtenção de dados são empregadas durante as operações, como é o caso da telemetria através do fluido de perfuração, porém, quanto maior for a profundidade do poço já perfurado, conseqüentemente, maior será a coluna de fluido de perfuração, ou seja, mais difícil será realizar a transmissão de dados via telemetria, visto que o sinal terá que percorrer um caminho muito maior desde a broca até a superfície (HONÓRIO, 2007).

Durante as operações, é sempre esperado que se tenha a maior quantidade possível de informações sobre o meio, visto que principalmente no ambiente *offshore* é comum o surgimento de diversos problemas cuja consequências podem estar não somente relacionadas à segurança total da operação, mas também a um alto custo devido à redução no tempo operacional. O processo de construção de um poço é responsável por cerca de um terço do investimento total (NUNES, 2020).

Chieza (2011) descreve alguns dos principais problemas operacionais que podem surgir durante a operação de perfuração, dentre os quais está descrito a perda do fluido do fluido de perfuração (Fotografia 1) para a formação.

Fotografia 1 - Fluido de Perfuração



Fonte: IRAMINA (2016)

Durante o processo de perfuração de poços de petróleo, essa perda de fluidos pode estar relacionada a não detecção de falhas nas paredes do poço, que além de custos elevados devido a quantidade de fluido perdido para a formação, esse fenômeno pode ter impacto significativo na segurança da operação. E um dos maiores impactos está relacionado ao influxo indesejado de fluidos da formação para o interior do poço (FAGUNDES, 2019).

Segundo Romanó (2017), uma das formas de determinar o local de uma fratura dentro do poço, é através de uma avaliação das condições térmicas em seu interior, ou seja, é possível precisar o posicionamento de uma fratura com uma análise do perfil e gradiente de temperatura do fluido em contato com a formação rochosa.

Ainda em relação ao processo de perfuração, vale ressaltar que existe uma janela de operação que deve ser levada em consideração. Selley e Sonnenberg (2014) descrevem essa janela operacional como limite inferior e limite superior de pressão como sendo a pressão de poros da formação e a pressão de fratura. Além disso, Santos (2012) menciona a necessidade de realizar as operações de perfuração com um pequeno “*overbalance*”, ou seja, a pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração deve se manter minimamente mais elevada que a pressão de poros.

Ainda em relação a pressão de fundo do poço, vale ressaltar a ocorrência do fenômeno conhecido como balonismo, onde alterações na temperatura do fluido de perfuração podem causar grandes variações na pressão, isso se dá basicamente pela contração ou expansão do fluido de perfuração (GILL, 1987).

Segundo Brito (2022), muitas informações referentes ao processo são basicamente obtidas de forma pontual através de sensores acoplados no conjunto de fundo de poço (BHA – *Bottom Hole Assembly*), e como já mencionado anteriormente, os dados são transmitidos por telemetria através do fluido de perfuração. Porém, com uma possível fratura e perda do fluido, é comum a ocorrência da perda total ou parcial do fluido de perfuração (CHIZA, 2011), o que implica que em caso de perda total do fluido de perfuração, não seria possível o uso do sistema de transmissão de dados por telemetria.

Como pode ser visto, diversos problemas podem surgir durante as operações de perfuração de poços de petróleo, com isso, é válido mencionar que uma maior quantidade de informações sobre os processos pode resultar em uma possível redução nos riscos e custos operacionais.

Dois pontos que valem ser ressaltados estão relacionados à temperatura e pressão. Primeiramente, como já mencionado, segundo Romanó (2017), um perfil de temperatura pode ser de grande ajuda na detecção de fraturas, e outro ponto que deve ser ressaltado é em relação à pressão e temperatura em conjunto, visto que segundo descrito por Gill (1987) alterações na temperatura podem causar variações na pressão do poço, o que pode resultar em um aumento inesperado da pressão do fluido em relação à pressão do fluido da formação, ou também o contrário, levando a possíveis fraturas nas paredes da formação ou à influxo indesejado do fluido da formação para o interior do poço respectivamente.

1.1.1 Perfuração de Poços de Petróleo

O processo de perfuração de um poço de petróleo conta com uma série de equipamentos, e é realizada por uma sonda de perfuração. O processo ocorre com auxílio de uma broca acoplada em uma coluna de perfuração que se estende desde a sonda até a formação rochosa. A rocha é triturada e perfurada devido à ação da broca, combinado com o peso e rotação da coluna de perfuração (SOUZA et. Al., 2012).

Os detritos de rocha triturada são retirados do fundo do poço já perfurado com auxílio de um fluido conhecido como fluido de perfuração, após atingir a profundidade desejada, a coluna de perfuração é retirada e a broca substituída por outra broca com um diâmetro menor, e assim o processo recomeça. Todo esse processo é repetido diversas vezes até atingir o final do processo de perfuração (SOUZA et. Al., 2012)

1.1.2 Fluidos de Perfuração

Também conhecidos como lamas de perfuração, os fluidos de perfuração são utilizados durante as operações de perfuração de poços de petróleo, desempenhando uma grande quantidade de funções durante o processo (AMORIM *et al.*, 2003). Segundo o *American Petroleum Institute*, é definido como fluido de perfuração todo aquele fluido capaz de desempenhar funções imprescindíveis para a realização das operações de perfuração de poços.

Com isso, segundo Lummus & Azar (1986) é impossível a perfuração rotativa de um poço sem o auxílio desse fluido em circulação, isso mostra o quão importante é seu uso durante as operações. Darley & Gray (1988) também mencionam o fluido de perfuração como um elemento essencial na perfuração de um poço, cujo resultado da operação irá depender diretamente da composição e das propriedades do fluido escolhido.

Os fluidos de perfuração normalmente são classificados tomando como base seu constituinte principal, podendo ser água, óleo, gás ou uma mistura (SERRA, 2003). Segundo Lummus & Azar (1986), os fluidos à base gás são basicamente constituídos por ar ou gás natural injetado diretamente no poço com alta velocidade. Serra, (2003) descreve ainda que os fluidos de perfuração à base de gás são também

aqueles cujo o gás constitui uma fase descontínua do todo, ou seja, neste caso o gás aparece em forma de espuma.

Além disso, o fluido de perfuração pode ser considerado uma emulsão, isso se dá quando há a presença de óleo e água juntos em sua composição, para isso, é utilizado também um agente emulsificante cuja natureza irá determinar se a água está emulsionada no óleo (emulsão inversa) ou se o óleo está emulsionado na água (emulsão direta) (SERRA, 2003).

Durante as operações, o fluido é bombeado para dentro do poço através do interior da coluna de perfuração. Ao sair no fundo do poço, o fluido retorna até a superfície carregando consigo os detritos de rochas trituradas (BALTAR, 2003). Honório (2007) também descreve o mesmo comportamento, onde ao retornar até a superfície o fluido de perfuração leva consigo cascalhos fruto do processo de corte da broca, assim, o fluido é tratado e injetado novamente para dentro do poço.

A maior parte dos fluidos de perfuração tem aspecto tixotrópico, isso quer dizer que tem o comportamento de um gel quando em repouso, isso permite que caso haja uma pausa no bombeio de fluido, o mesmo entra em um estado semigelatinoso mantendo as partículas resultantes do processo de perfuração suspensas, ou seja, impede que as mesmas decantem e aprisionem a coluna de perfuração (SANTOS, 2012).

Essa seção descreve brevemente as características de um fluido de perfuração, bem como sua grande importância para a realização das operações de perfuração de poços de petróleo, assim como Lummus & Azzar (1986) e Darley & Gray (1988) mencionam o uso desse fluido como sendo essenciais para os processos de perfuração.

1.2 Caracterização do Problema

Como já mencionado, durante as operações de perfuração de poços de petróleo em águas profundas e em condições ambientais adversas é comum o surgimento de diversos problemas que resultem em maior custo e tempo operacional. Segundo Nunes (2020), a atividade de construção de poços absorve cerca de um terço do volume de investimentos em projetos de desenvolvimento de produção na região do pré-sal (NUNES, 2020). Sendo que os principais problemas operacionais já identificados são (CHIEZA, 2011):

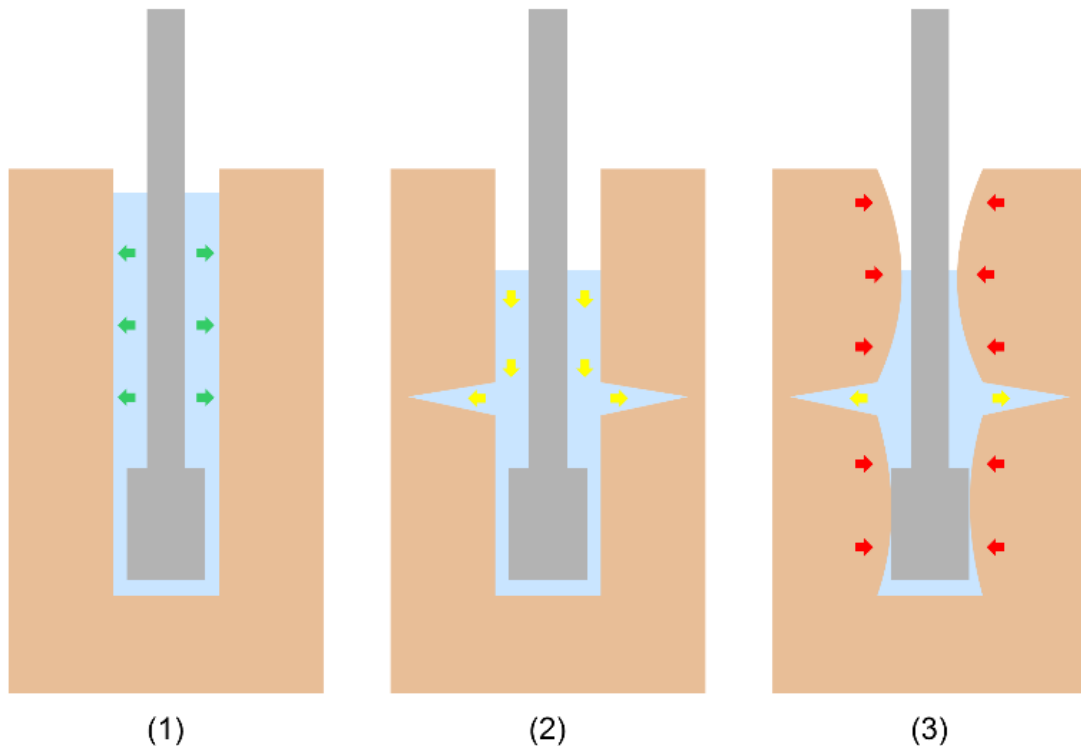
- Influxo de fluidos indesejados (kick) para o interior do poço;
- Perda de fluido de perfuração para a formação, impedindo a circulação de fluido no poço;
- Prisão da coluna de perfuração dentro do poço;
- Dificuldade de manobra (introdução e retirada da coluna de perfuração);
- Dificuldade de avanço da coluna durante a perfuração

A perda de circulação do fluido de perfuração pode ser total ou parcial, e ocorrem basicamente quando o fluido invade a formação rochosa através de falhas ou fraturas que podem ser naturais ou induzidas (CHIZA, 2011).

A perda total recebe este nome quando a quantidade de fluido perdido para a formação é grande ao ponto de não ser possível o retorno do mesmo à superfície, impossibilitando a recirculação e comprometendo o andamento de toda operação, obrigando uma parada não programada. A perda de circulação parcial se assemelha a anterior, porém, neste caso o fluido de perfuração retorna parcialmente à superfície (CHIZA, 2011).

Perdas de circulação provocam uma redução na pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração e resultar na instabilidade das paredes do poço e consequentemente o desmoronamento (CHIZA, 2011), como visto na Figura 1.

Figura 1 - Desmoronamento das paredes do poço

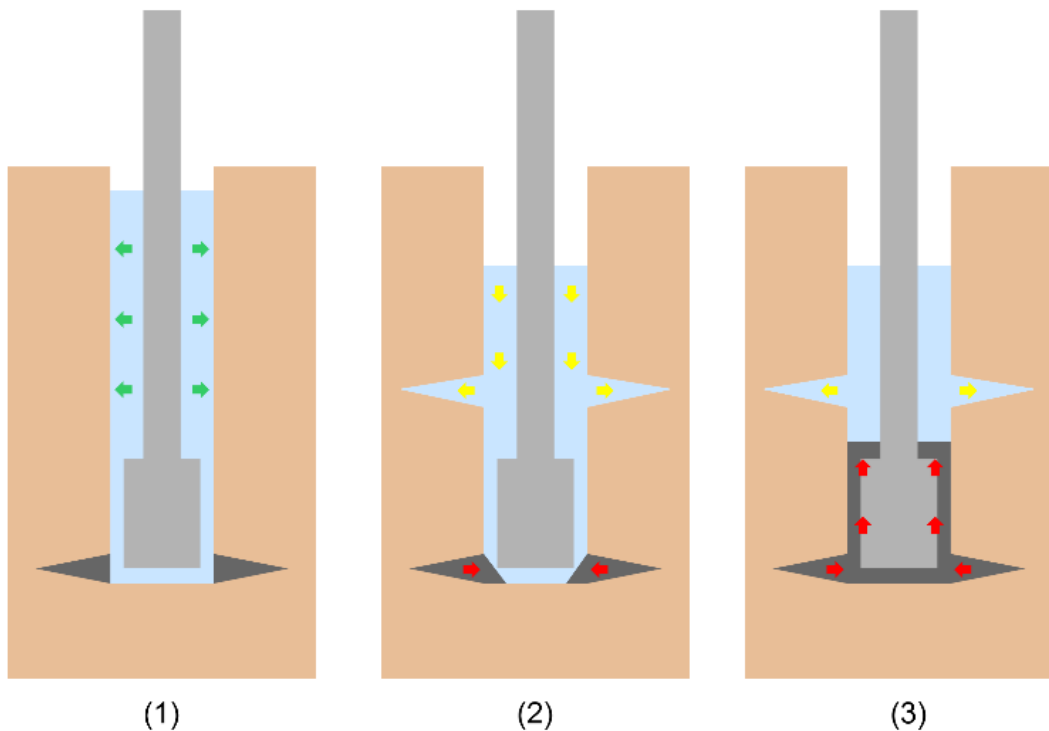


**Nota: Em (1) tem-se a pressão hidrostática do fluido de perfuração controlada;
Em (2) o fluido de perfuração se perde para fraturas na formação e conseqüentemente ocorre a redução na pressão hidrostática de fluido de perfuração;
Em (3) ocorre o desmoronamento das paredes do poço devido à queda na pressão hidrostática do fluido de perfuração.**

Fonte: Autoria própria (2021)

Outro problema que pode estar relacionado com a queda na pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração pode ser visto na Figura 2. Trata-se da invasão indesejada de fluidos da formação para dentro do poço, um evento conhecido como kick. Tal fenômeno resulta em risco para toda operação (CHIZA, 2011), pois pode levar a um influxo descontrolado de fluido da formação para a superfície, caracterizado como um blowout (DA COSTA, 2011). Embora o blowout tenha baixa probabilidade de ocorrência, suas conseqüências tem alto impacto em diversos âmbitos, seja social, relacionado à segurança e saúde, ambiental e financeiro (FAGUNDES, 2019).

Figura 2 - Influxo indesejado de fluidos da formação.

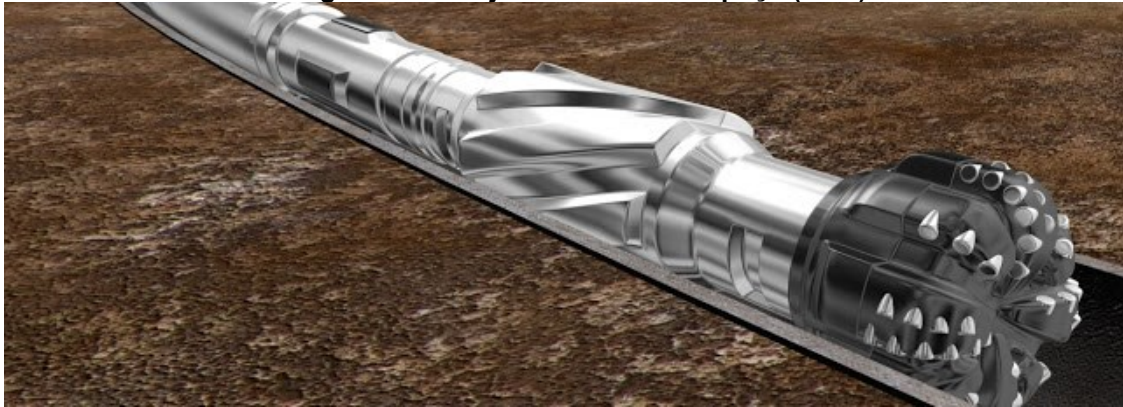


**Nota: Em (1) tem-se a pressão hidrostática do fluido de perfuração controlada;
Em (2) o fluido de perfuração se perde para fraturas na formação e conseqüentemente ocorre a redução na pressão hidrostática de fluido de perfuração, e com isso o início da invasão do fluido da formação para dentro do poço;
Em (3) ocorre o influxo do fluido da formação para dentro do poço (kick).
Fonte: Autoria própria (2021)**

Além disso, com já mencionado anteriormente, há um problema relacionado à dificuldade na aquisição de dados durante as operações de perfuração, visto que atualmente, muitas informações são obtidas apenas com auxílio de sensores acoplados no conjunto de fundo de poço (BHA - *Bottom Hole Assembly*), sendo a leitura realizada junto com o processo de perfuração (BRITO, 2022). Com isso, é importante mencionar que a transmissão dessas informações é realizada por meio de pulsos através da coluna de fluido de perfuração e por telemetria eletromagnética, que posteriormente são decodificados na superfície (SOUZA, 2011).

O BHA (Fotografia 2) é um conjunto que envolve a broca e outros equipamentos localizados na extremidade da coluna de perfuração (MONTEIRO, 2012).

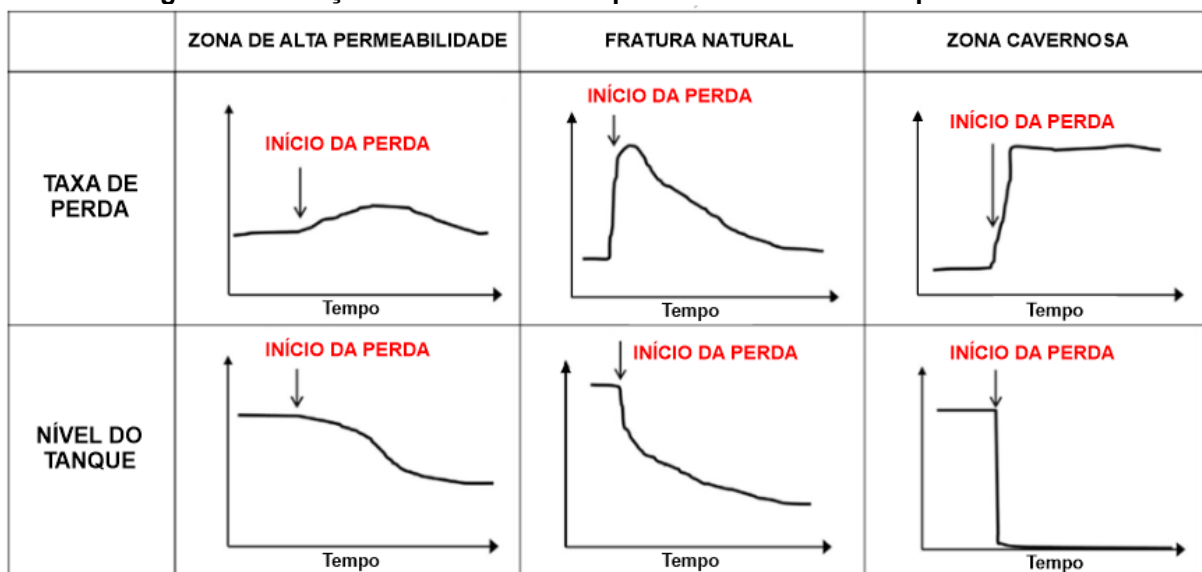
Fotografia 2 - Conjunto de fundo de poço (BHA)



Fonte: OPTDRILL (2021)

Durante as operações de perfuração de poços, o fluido de perfuração é bombeado para dentro do poço pelo interior da coluna de perfuração e então retorna para a superfície pelo anular (espaço entre a coluna de perfuração e as paredes do poço) para um tanque cujo monitoramento é realizado constantemente. Atualmente o controle de perdas desse fluido se dá basicamente por uma análise direta na diminuição de fluido nos tanques de retorno (SANTOS, 2014). Esta redução ocorre naturalmente devido ao aumento da extensão do poço já perfurado, porém se o nível do reservatório sofre uma redução drástica, isso implica em uma suspeita de perda de circulação, este processo pode ser melhor observado abaixo.

Figura 3 - Variação no volume do tanque relacionada com o tipo de fratura



Fonte: Adaptado de MAGZOUB (2021)

Além disso, a perda de fluido de perfuração resulta em uma redução no perfil de temperatura por toda a extensão do poço, isso ocorre devido à uma queda no

escoamento de fluido após a fratura, resultando em uma diminuição da troca térmica entre o fluido e a coluna de perfuração (ROMANÓ, 2017).

1.2.1 Perda de Circulação

Durante operações de perfuração de poços de petróleo, um dos maiores problemas que pode surgir é conhecido como perda de circulação, processo caracterizado pela perda de fluido de perfuração para dentro da formação rochosa (que compõem as paredes do poço) através de fissuras ou poros. Além da perda relacionada ao fluido, este fenômeno implica também em grande aumento no tempo não produtivo (ROMANÓ, 2017).

Selley e Sonnenberg (2014) descrevem que durante as operações de perfuração de poços, existem dois limites de pressão que devem ser levados em consideração, o limite inferior que é tido como a pressão de poros da formação e o limite superior que é a pressão de fratura. Ainda em relação aos limites de operação, Santos (2012) relata que durante as operações o poço deve estar em um pequeno “*overbalance*”, ou seja, o fluido de perfuração deve manter a pressão hidrostática minimamente mais alta que a pressão de poros.

Ou seja, se a operação estiver sendo executada abaixo da pressão inferior, pode ocorrer um influxo de fluido da formação para dentro do poço (*kick*), assim como se o limite superior de operação for ultrapassado, pode ocorrer o fraturamento da formação e resultar em perda de circulação (ROMANÓ, 2017).

É possível detectar a presença de fraturas dentro do poço e determinar sua posição é através da avaliação do perfil de temperatura do poço (ROMANÓ, 2017).

Como já mencionado anteriormente, a perda de circulação do fluido de perfuração pode ser total ou parcial. Caso a quantidade de fluido perdido para a formação seja grande o suficiente para que não seja mais possível realizar o bombeio de volta à superfície, o fenômeno recebe o nome de perda total de fluido de perfuração. Porém, existem casos em que apenas parte do fluido é perdido para a formação, nesse caso o fenômeno passa a ser chamado de perda de circulação parcial (CHIZA, 2011).

As perdas de circulação em geral provocam uma redução na pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração e resultam na instabilidade das paredes do poço e conseqüentemente em um possível desmoronamento (CHIZA, 2011). Além

de serem de grande influência ao se tratar da eficiência do projeto, levando a custos indesejados resultantes do tempo não produtivo (SIQUEIRA, 2022).

Tavares (2006) mostra alguns problemas que ocorrem comumente em processos de perfuração, dentre os quais vale ressaltar a perda de circulação, o aprisionamento de coluna e o kick.

Nesta seção nota-se que alguns autores mencionam a existência de uma pequena janela de operação segura para a realização do processo de perfuração de poços de forma que não haja problemas com perdas do fluido de perfuração, além de mencionar a possibilidade de detectar possíveis fraturas dentro do poço, ou seja, há a possibilidade de com o auxílio de informações mais detalhadas do perfil do poço, é possível realizar a operação com mais segurança.

1.2.2 Kick e Blowout

O *kick* é um fenômeno indesejado que ocorre durante o processo de perfuração de poços de petróleo, ele é caracterizado pelo influxo de fluido da formação para dentro do poço (DA COSTA, 2011). Um kick pode conter água, gás, óleo ou pode ser uma mistura de ambos. Da Silva (2002) descreve que a ocorrência de kicks podem implicar diretamente na perda do poço e no aumento do tempo não produtivo, demonstrando apenas dois riscos operacionais inerentes ao surgimento de um kick.

Antes da ocorrência de um kick é possível notar vários indícios, e se estes forem levados em consideração e estiverem recebendo a devida atenção, providências podem ser tomadas para que os efeitos do mesmo sejam minimizados (IRAMINA, 2016). Esses indícios da existência de um kick podem ser vistos em duas situações diferentes, sendo uma delas durante a perfuração de um poço e a outra durante uma manobra de coluna de perfuração (OHARA, 2008).

Ainda segundo Ohara (2008), durante o processo de perfuração alguns fenômenos podem ser observados:

- O aumento no volume de fluido de perfuração nos tanques de retorno, pois trata-se de um sistema fechado, e qualquer influxo de fluido da formação para o sistema pode resultar nesse aumento do volume dos tanques;
- Aumento no fluxo de fluido de perfuração que retorna ao tanque é também um indício da presença de um kick, visto que o sistema é fechado não deve ocorrer um retorno maior do que a vazão de injeção;

- Fluxo de retorno com as bombas desligadas é também um forte indício da existência de um kick, novamente, não deve haver nenhum tipo de fluxo por se tratar de um sistema fechado.

Durante manobras com a coluna de perfuração:

- Pode ser um indício da existência de um kick quando o poço recebe uma quantidade de fluido de perfuração inferior ao volume equivalente de coluna de perfuração retirada do poço, ou seja, neste caso ao passo que a coluna de perfuração está sendo retirada do poço, há o influxo indesejado de fluido da formação para dentro do mesmo de forma que este está preenchendo o espaço que deveria receber fluido de perfuração.

- O mesmo pode ocorrer de forma inversa ao mencionado no item anterior, no momento em que a coluna de perfuração é inserida novamente no poço deveria retornar para os reservatórios apenas o volume de fluido equivalente ao volume de coluna de perfuração já estabelecido dentro do poço, porém, em alguns casos é observado um retorno de fluido de perfuração maior do que o esperado para dentro dos tanques.

Segundo IRAMINA (2016), todo poço pode sofrer com um kick inesperado, seja ele resultado da diminuição da densidade do fluido ou por uma pressão de poros anormalmente mais alta em relação à pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração.

Caso não sejam tomadas as devidas providências para controlar um kick, este pode se tornar um Blowout, que é caracterizado pelo influxo indesejado e descontrolado de fluido da formação para o meio, para atmosfera ou para outra formação que esteja exposta (SANTOS, 2013). Holand (1998) descreve que o blowout é considerado um dos fenômenos que mais induz e contribui para um aumento nos riscos das atividades de perfuração *offshore* (perfuração no mar) levando a possíveis perdas de equipamentos e também a perdas de vidas humanas.

Segundo DA COSTA (2011), os blowouts podem ser classificados como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação de Blowouts

Classe	Presença de Fogo	Acesso a Cabeça de Poço	Vazamento	Poluição
I	Não	Fácil	Pequeno	Não
II	Não	Fácil	Gás: 5 a 20 MMft ³ /dia Óleo: 100 a 5.000 bpd	Pouca
III	Sim ou Não	Possível	Gás: 20 a 50 MMft ³ /dia Óleo: 5.000 a 20.000 bpd	Tóxica
IV	Sim ou Não	Difícil	Gás: 50 a 100 MMft ³ /dia Óleo: 20.000 a 50.000 bpd	Tóxica
V	Sim ou Não	Impossível	Gás: mais de 100 MMft ³ /dia Óleo: mais de 50.000 bpd	Tóxica

Fonte: Adaptado de DA COSTA (2011)

Como pode ser visto na tabela acima, um blowout pode ser o responsável por lançar no mar ou na atmosfera uma quantidade extremamente elevada de gás ou óleo, podendo chegar a mais de 100 milhões de pés cúbicos de gás e a mais de 50 mil barris de óleo por dia, o que é o equivalente a quase 8 milhões de litros de óleo derramados no mar por dia.

Porém, esse fenômeno não é algo que surge de forma totalmente inesperada, seu aparecimento é gradativo e pode ser observado à medida em que a pressão hidrostática da coluna de perfuração diminui a ponto de não suportar a pressão de poros da formação, com isso o fluido da formação invade o poço (kick) e só então, se este não for controlado pode se tornar um “blowout” (SANTANA et. Al., 2021).

Devido a isso, todos os poços recebem um equipamento chamado de “*Blowout Preventers*”, mais conhecidos como BOP, que se trata basicamente de um conjunto de válvulas capazes de fechar completamente um poço em casos de um kick. Assim, com o kick controlado é possível tomar as medidas necessárias para “matar” o poço circulando um fluido mais pesado que os fluidos existentes em seu interior no momento. Um BOP também pode viabilizar a desconexão de emergência do poço para casos de plataformas flutuantes móveis (DA COSTA, 2011).

Conforme apresentado nesta seção, vários autores descrevem o kick como um problema que deve ser tido como algo muito sério, podendo colocar em risco não só toda a operação, mas também causar sérios danos ao meio e às vidas envolvidas no processo, além de resultar num gasto relativamente alto devido ao fato de que em muitos casos é necessário um abandono de poço por conta deste fenômeno.

1.3 Objetivo

Avaliando o cenário descrito anteriormente, pode se observar que há a necessidade de se obter o maior número possível de informações sobre os processos de perfuração de poços de petróleo, ou seja, é de extrema importância compreender ao máximo o no qual estão sendo feitas as operações de perfuração de forma a minimizar tanto gastos quanto tempo não produtivo, além de reduzir riscos ao meio e à vida. Desta forma foi definido o objetivo geral do trabalho:

O objetivo geral é o desenvolvimento de um dispositivo para medir a pressão e a temperatura ao longo de um poço de petróleo durante as operações de perfuração, e assim proporcionar dados que poderão ser utilizados para auxiliar nas tomadas de decisão.

1.3.1 Objetivos específicos

Este trabalho tem como objetivos específicos a validação do protótipo e dos principais componentes envolvidos para a produção do dispositivo de medição de pressão e temperatura, para isso necessita-se:

- Selecionar o processo de fabricação que possibilite a confecção do protótipo de modo a obter a geometria do dispositivo de forma rápida e segura, utilizando impressão 3D selecionada;
- Avaliar o comportamento dos materiais propostos para confecção do corpo do protótipo através de ensaios de pressão com o intuito de auxiliar na escolha do material que futuramente será utilizado para produção do dispositivo finalizado.
- Avaliar o comportamento das curvas de deformação e compara-las com as curvas de pressão obtidas através dos experimentos em bancadas a fim de estabelecer uma relação de deformação com a pressão incidida sobre o corpo de prova.
- Realizar testes de temperatura e avaliar o comportamento dos dados ao compará-los com dados padronizados por um sensor comercial padrão a fim de validar o elemento de transdução que será utilizado na produção futura do sensor fruto deste trabalho.

1.4 Justificativa

O problema de perda de circulação, como já mencionado anteriormente pode resultar em uma queda na pressão hidrostática do fluido presente no poço e com isso levar à uma série de problemas, por exemplo, a invasão de fluidos da formação para dentro do poço (*kick*) (DA COSTA, 2011).

Além disso, caso haja demora na detecção de um *kick*, ou um atraso na tomada de decisão para o controle do mesmo, este pode levar a outros problemas mais sérios, dentre os quais vale ressaltar a poluição do meio ambiente, a liberação de gases no meio, incêndios e até mesmo a perda de controle do poço, mais conhecido como blowout (DA COSTA, 2011). A Fotografia 3 representa uma situação de perda de controle de poço (Blowout) na qual grande quantidade de óleo é derramada no mar, além disso, nota-se a presença de fogo próximo a plataforma.

Fotografia 3 - Blowout devido à falta de circulação de fluido de perfuração.



Fonte: WOODS HOLE OCEANOGRAPHIC INSTITUTION (2014)

Não somente a respeito deste problema em questão, o dispositivo foi pensado para que mais informações sobre o poço pudessem ser obtidas de maneira rápida a fim de reduzir o tempo entre a avaliação dos resultados e uma tomada de decisão por parte da equipe de operadores, de forma a reduzir não somente riscos ambientais e estruturais, mas também para reduzir o custo total da operação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Como embasamento teórico para o desenvolvimento deste trabalho, foram utilizados conceitos conhecidos da engenharia e aplicados ao uso de sensores e módulos. Este capítulo contém conceitos fundamentais para um melhor entendimento do trabalho, além de contar com um estudo de depósitos de patentes para melhor compreensão das tecnologias semelhantes existentes.

2.1 Aquisição de dados durante processos de perfuração de poços

Devido a inviabilidade de se utilizar cabos elétricos durante as operações de perfuração de poços de petróleo, alternativas para realização de transmissão de dados são essenciais para aquisição de dados de sensores acoplados à broca de perfuração. Como é o caso da telemetria através do fluido, que consiste basicamente em transmitir os dados obtidos pela broca através de pulsos no fluido de perfuração que são lidos e decodificados por equipamentos na superfície. Assim o operador pode realizar manobras no processo de perfuração (HONÓRIO, 2007).

O sinal é originado com base em um diferencial de pressão criado no fundo do poço em um ponto próximo à broca, com isso, essa variação na pressão percorre toda a coluna de fluido de perfuração pelo anular no sentido de retorno até os sensores na superfície (HONÓRIO, 2007).

Porém, quanto maior for a profundidade de um poço, mais difícil será realizar esse tipo de transmissão de sinal, visto que o mesmo deverá percorrer uma coluna de fluido de perfuração muito maior, e com isso parte dos pulsos emitidos podem não ter força o bastante para chegar à superfície, comprometendo assim toda a transmissão destas informações. Além disso, outro fator que pode influenciar nesse processo de transmissão de dados é a necessidade de utilizar materiais mais pesados na composição do fluido de perfuração (HONÓRIO, 2007).

Normalmente são utilizadas três alternativas para transmissão de dados do fundo do poço até a superfície, sendo eles a telemetria com pulso positivo, telemetria com pulso negativo e a telemetria com pulso contínuo cuja patente é de propriedade da empresa *Schlumberger* (HONÓRIO, 2007).

Segundo TAVARES (2006), durante os processos de perfuração existem vários sistemas capazes de realizar leituras e produzir dados durante as operações de perfuração, sendo estes descritos como:

- **Boletim Diário:** Trata-se de um relatório cujo nome já diz, preenchido diariamente pelo representante da empresa operadora onde ficam registradas todas as operações que foram realizadas nas últimas 24 horas.

- **Measuring While Drilling:** Sistema relacionado a medições e monitoramento da trajetória e orientação da broca durante o processo de perfuração possuindo sensores instalados na extremidade da coluna, próximo da broca.

- **Mud-logging:** Trata-se de uma grande quantidade de sensores criando um sistema de instrumentação instalado na sonda de perfuração com a finalidade de realizar análises na litologia das formações por meio de amostras de cascalhos resultantes do processo de perfuração.

- **Logging While Drilling:** Sistema capaz fornecer um perfil das paredes do poço, esse processo é realizado durante o processo de perfuração.

- **Pressure while Drilling:** Um sistema capaz de realizar medições diretamente no fundo do poço e trazer consigo informações importantes como a ESD (*Equivalent Static Density*) e o ECD (*Equivalent Circulation Density*) que representam a pressão de fluidos no fundo do poço em condições estáticas e a pressão de circulação dinâmica de fluidos no fundo do poço respectivamente.

Além disso, Graff e Varnado (1986) mostram que em 1983 foi implantado um sistema de aquisição de dados cuja finalidade era receber as informações de sensores instalados na sonda e transmitir diretamente para a central de operações em terra. Embora este seja um processo de transmissão de dados externo, foi capaz de monitorar mais de 20 sondas de perfuração e obteve um ganho de 1,5dia/mês/sonda.

Honório (2007) descreve também o desenvolvimento de novas tecnologias em escala experimental cuja transmissão de dados do poço é feita através de telemetria eletromagnética de forma que o sinal é enviado através das paredes da formação até uma antena localizada na superfície, como este sistema é composto por uma bateria, o mesmo pode trabalhar sem a necessidade de circular fluido de perfuração.

Como visto nesta seção, diversos autores mostram a existência de métodos para aquisição de dados durante as operações de perfuração de poços de petróleo, o que indica a necessidade de se ter um melhor entendimento do meio ao qual estão sendo realizadas as operações, assim como Graff e Varnado (1986) mencionaram, um sistema de transmissão de dados de poder reduzir o tempo de tomada de decisões

por parte da equipe o que conseqüentemente pode reduzir o tempo não produtivo resultando em ganhos para toda a operação.

2.2 Patentes

Esta seção descreve patentes de sensores e métodos utilizados atualmente pela indústria de exploração e produção de petróleo e gás, sendo um referente à leitura de pressão e temperatura, e outra referente à detecção de fraturas nas paredes do poço.

2.2.1 Patente – Transdutor óptico para a medida simultânea de pressão e temperatura em poços de petróleo e método de medida - (BRPI003240B1)

Este projeto de patente refere-se à uma invenção de um dispositivo conhecido como transdutor óptico cuja finalidade é a realização de medições de pressão e temperatura em poços de petróleo. Além disso, a patente destina-se a um método utilizado na realização das medições de pressão e temperatura simultaneamente (VIDAL et. al., 2004).

O funcionamento do sensor fruto desta patente se dá através do uso de uma fibra óptica contendo pelo menos duas redes de Bragg, que são redes sensíveis à temperatura e pressão. Durante os ensaios, ao ser submetido a variação de pressão e temperatura são detectadas alterações nos índices de refração das redes de Bragg e também deformações na membrana elástica presente no dispositivo, com isso os valores de pressão e temperatura podem ser obtidos através de uma curva de calibração (VIDAL et. al., 2004).

2.2.2 Patente – Método e aparelho para detecção e avaliação de fraturas de paredes de poços – (04870627)

A patente proposta descreve um método e um dispositivo desenvolvidos para realizar uma investigação acústica em um poço. O autor cita que normalmente para este fim, utiliza-se uma ferramenta com um gerador e transmissor de pulso sônico juntamente com uma certa quantidade de receptores sônicos. Porém para a patente em questão, é utilizada uma ferramenta de investigação acústica, usando um transmissor de pulso sônico com uma matriz de receptores sônicos, então, os sinais

das ondas captadas pelos receptores são processados e exibidos em um registro gráfico, que podem ser posteriormente relacionados à magnitude das medições.

Por exemplo, quando o efeito de uma fratura está presente nos sinais de ondas captadas, estas se evidenciam nas leituras como espaçamentos mais amplos, isso implica que a existência deste parâmetro no gráfico pode aumentar a probabilidade da indicação de uma fratura (HSU, 1989).

2.3 Síntese do Capítulo

Foi descrito no início deste capítulo, a partir de um estudo na literatura, a existência e a importância da utilização de um fluido em circulação durante as operações de perfuração de poços, em especial relacionados a poços de petróleo e gás. Além de discorrer sobre o fluido mais utilizado neste meio, o fluido de perfuração.

Foram discutidos aspectos de problemas que podem estar relacionados a perda desse fluido de perfuração, além de descrever alguns métodos utilizados atualmente na aquisição de dados a respeito de um poço de petróleo que podem ser utilizados para minimizar as chances de surgimento destes problemas.

Por fim, discorreu-se brevemente sobre algumas patentes específicas existentes de métodos e dispositivos utilizados para a obtenção de dados de pressão e temperatura ao longo do poço durante o processo de perfuração.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

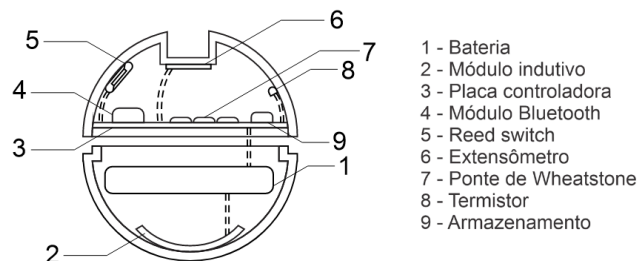
Neste capítulo é apresentada a unidade experimental utilizada durante os ensaios de pressão e de temperatura, bem como os componentes que serão utilizados para a fabricação do sensor. Desta forma, este capítulo foi dividido em dois subcapítulos.

Por fim, a última seção deste capítulo descreve a metodologia que foi empregada durante os ensaios dos principais elementos sensores que compõem o sistema do sensor proposto.

3.1 Materiais

Esta seção descreve de maneira sucinta e de forma individual cada componente utilizado na fabricação do sensor proposto por este trabalho.

Figura 4 - Dispositivo de medição de pressão e temperatura



Fonte: Autoria própria (2022)

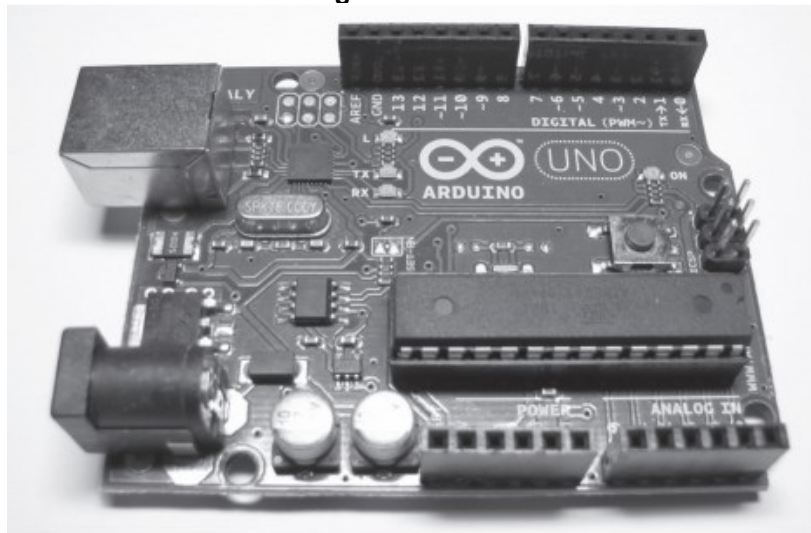
A idealização do projeto do sensor proposto neste trabalho foi feita com base em diversos componentes eletrônicos que atualmente são considerados comerciais, ou seja, já existe uma certa facilidade de encontra-los no mercado. Dentre os componentes utilizados, conforme visto na Figura 4, tem-se uma bateria (1), um módulo de carregamento indutivo (2), uma placa controladora (3), um módulo de transmissão de dados via tecnologia *bluetooth* (4), um *reed switch* que serviu como botão de acionamento do sistema (5), um elemento sensor conhecido como extensômetro (6), resistores que devem estar ligados em configuração de ponte de *Wheatstone* (7), um elemento sensor de temperatura conhecido como termistor (8) e por fim, uma unidade de armazenamento de dados (9).

3.1.1 Microcontrolador

A programação do sensor fruto deste trabalho foi pensada de maneira que a mesma possa ser utilizada em dispositivos mais genéricos a fim de ter uma alta compatibilidade com os mais diversos componentes eletrônicos disponíveis no mercado.

Com isso, como base inicial para programação e testes preliminares, foi utilizado o modelo de placa Arduino Uno (Fotografia 4) que utiliza um microcontrolador ATmega 328 cuja estrutura permite utilizar uma funcionalidade conhecida como *Read While Write* (lê enquanto escreve), o que torna possível que o mesmo realize diversas ações enquanto grava em sua memória informações obtidas por componentes ligados a ele.

Fotografia 4 - Arduino



Fonte: MCROBERTS (2018)

Alguns pontos importantes que levaram ao uso do “Arduino Uno” como controlador principal do protótipo foram a facilidade de acesso ao produto, o baixo custo e também a facilidade de programação devido à sua interface amigável.

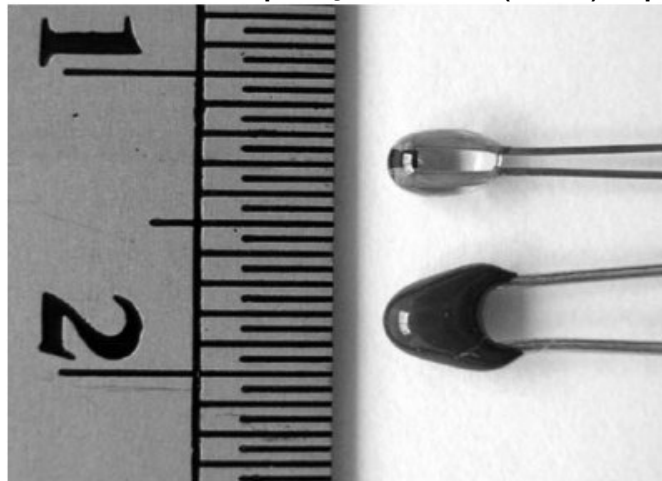
Vale ressaltar que o Arduino mencionado trata-se de uma placa composta por uma série de componentes (sendo um deles o microcontrolador ATmega 328 conforme mencionado anteriormente) pensados para facilitar o uso durante sua programação, sendo mais indicado para protótipos, porém, para uma futura produção final do sensor, esta placa não será mais utilizada, pois deverão ser feitos ajustes para que toda a programação seja gravada apenas em um microcontrolador para eliminar

o uso desnecessário de componentes e possibilitar a produção de um sensor com as dimensões propostas.

3.1.2 Termistor

Para a medição de temperatura foi utilizado um termistor com proteção de vidro e com resistência de 100k Ω . Além disso, o modelo escolhido conta com uma faixa de operação de -40°C a 300°C e com diâmetro aproximado de 1,25[\pm 0,2] mm. Outro fator importante na escolha do termistor é em relação ao seu custo benefício e também no seu baixo consumo, que é de apenas 45mW aproximadamente.

Fotografia 5 - Termistores com proteção em vidro (Acima) e epóxi (abaixo).



Fonte: GUADAGNINI (2005)

Define-se por termistor um dispositivo que possui uma resistência que seja variável com a influência da temperatura. Eles podem ser classificados como NTC (*Negative Temperature Coefficient*) ou PTC (*Positive Temperature Coefficient*). O funcionamento de ambos é semelhante, porém, ao se tratar do termistor NTC, este apresenta uma redução na resistência com o aumento da temperatura. Já no caso do termistor do tipo PTC a resistência aumenta juntamente com o aumento de temperatura (ZILVES, 2019). Para o sensor, foi utilizado um termistor do tipo NTC devido ao seu baixo custo e a facilidade em encontra-lo no mercado.

3.1.3 Bateria

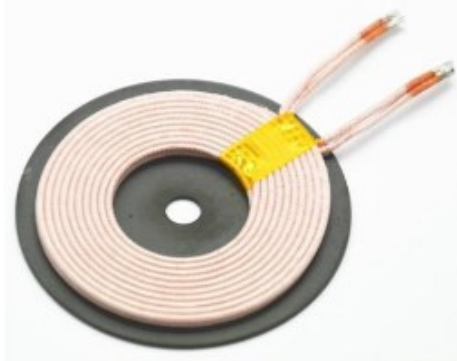
A bateria utilizada no desenvolvimento do sensor é a de Lítio Íon Polímero recarregável, e sua escolha foi baseada em sua capacidade nominal de 2200mAh, o que possibilita um maior tempo de uso do dispositivo durante os ensaios.

3.1.4 Módulo Indutivo

Na Fotografia 6 pode ser visualizado o modelo de carregamento indutivo selecionado para este trabalho. Trata-se de um modelo mais simples de carregamento sem fio, que é formado por apenas uma bobina de transmissão, sendo mais econômica e com uma eficiência boa (DE CASTRO et al., 2021).

Esse método foi selecionado para o desenvolvimento do sensor visando uma maior facilidade durante o processo de carregamento, de forma a facilitar o uso por parte dos operadores.

Fotografia 6 – Bobina de transmissão



Fonte: DE CASTRO et. al. (2021)

A tecnologia de carregamento sem fio tem aplicação em uma grande gama de equipamentos eletrônicos e traz uma série de vantagens quando se necessita de uma maior mobilidade ou aplicação em dispositivos com dimensões menores (DE CASTRO et al., 2021, p 02).

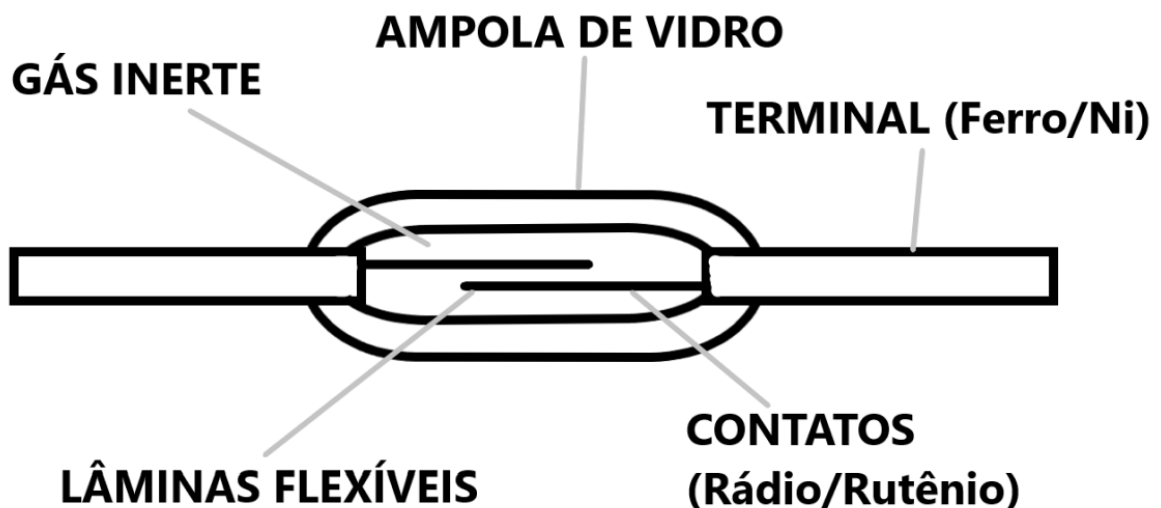
As tecnologias existentes se classificam basicamente como as de campo próximo (*near-field*) e campo distante (*far-field*). Dentro da categoria de campo próximo estão as que utilizam indução eletromagnética, indução eletrodinâmica, indução eletrostática, ressonância eletromagnética, ressonância capacitiva e ondas evanescentes. Enquanto que na categoria de campo distante encontram-se as tecnologias de rádio, micro-ondas e laser (DE CASTRO et al., 2021).

O uso da tecnologia de carregamento sem fio traz consigo algumas vantagens bem relevantes, são elas a eliminação de risco de choques elétricos, o aumento da vida útil das baterias, o aumento da vida útil dos aparelhos, uma fácil utilização e também a possibilidade de utilizar diversos dispositivos em um mesmo módulo de carregamento (DE CASTRO et al., 2021).

3.1.5 Reed Switch

O *reed switch* (Figura 5) é composto por uma espécie de bulbo de vidro com duas pequenas lâminas de metal ferroso em seu interior, além disso, ela é preenchida por um gás inerte que faz com que as lâminas não sofram oxidação (CARNEIRO, 2017).

Figura 5 – Reed Switch



Fonte: Adaptado de CARNEIRO (2017)

Seu funcionamento se dá pela ação de um campo magnético que faz com que as lâminas entrem em contato entre si, assim, quando ocorre o contato é possível dizer que o circuito foi fechado (CARNEIRO, 2017).

Por se tratar de um sensor “blindado”, foi pensado em seu uso para o acionamento das funções do sensor sem a necessidade de botões externos. Para este trabalho foi utilizado o modelo MKA 14103 devido ao seu baixo custo.

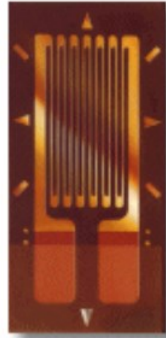
3.1.6 Extensômetro

Conhecida por ser uma técnica capaz de mensurar as tensões/deformações em corpos solicitados, a extensometria faz uso de um elemento resistivo conhecido como extensômetro (*strain gauge*) que é formado por uma base de poliamida ou epóxi, além de um pequeno filamento metálico (MAGALHÃES, 2008).

Extensômetros são basicamente dispositivos capazes de transformar variações dimensionais de um determinado objeto ao qual está acoplado em variações equivalentes para sua resistência elétrica, podendo ainda ser utilizado para

medir deformações em diferentes estruturas (ANDOLFATO, 2004). Na Figura 6 tem-se a representação de um extensômetro do tipo uniaxial.

Figura 6 - Extensômetro



Fonte: ANDOLFATO (2004)

É possível realizar uma avaliação sobre as condições de carregamento ao qual uma peça está submetida baseando-se nas descobertas de Robert Hooke (1978), visto que o mesmo mostra a possibilidade de relacionar os esforços resultantes da tensão incidida sobre o material com sua deformação (MINELA, 2017).

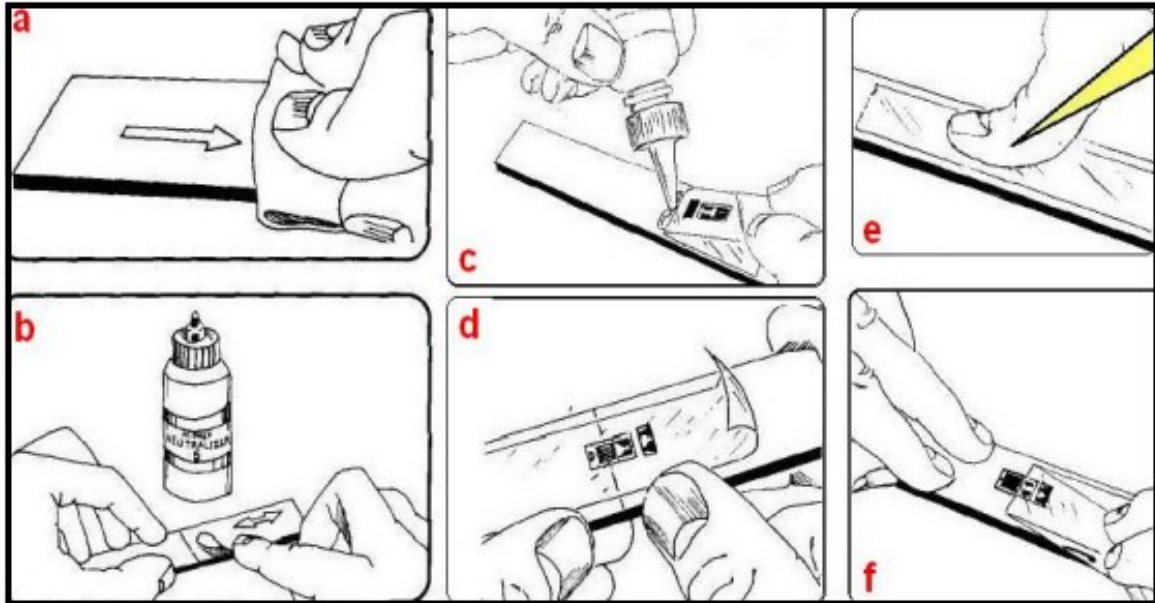
A medição da tensão incidida sobre uma peça pode então ser feita utilizando a aplicação de extensômetro, este é extremamente sensível à deformação de um corpo em seu estado elástico. O extensômetro é basicamente um transdutor resistivo capaz de se deformar juntamente com o corpo ao qual está acoplado, desta forma, o extensômetro varia sua resistência elétrica permitindo estimar o grau de deformação da peça (GUADAGNINI, 2011).

Sua aplicação deve ser feita de forma cuidadosa, e para isso é necessário a realização da preparação da superfície da peça que servirá de corpo de prova para os ensaios. Portanto é necessário realizar a remoção de quaisquer impurezas presentes na peça, além da realização de um polimento em sua superfície. Após, é recomendado que seja feita uma limpeza com álcool isopropílico para remoção de qualquer resquício de gordura na superfície (MAGALHÃES, 2018).

Com isso é recomendado o uso de um condicionador para realizar a remoção de oxidações superficiais para melhorar a aderência do extensômetro na superfície do corpo de prova. A seguir, conforme ilustrado na Figura 7 inicia-se o processo de colagem propriamente dito aplicando uma pequena quantidade de cola sobre a superfície do corpo de prova e fixando o extensômetro que será coberto com uma folha de poliéster (MAGALHÃES, 2018).

Após o processo realizado, uma forma de proteger o extensômetro de possíveis danos indesejados, pode-se aplicar uma camada de silicone sobre o mesmo.

Figura 7 - Processo de colagem de um extensômetro



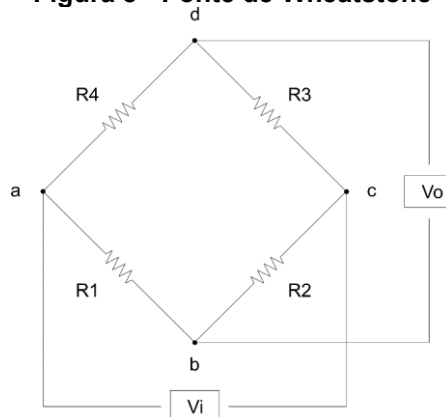
Fonte: MAGALHÃES (2008)

Após a realização da colagem do extensômetro no corpo de prova, este é submetido à uma força capaz de tracioná-lo. Essa força aplicada no material é proporcional à deformação do extensômetro (ANDOLFATO, 2004, p 02).

Os extensômetros se baseiam no fato de que os metais sofrem alteração na sua resistência elétrica quando submetidos à uma deformação (ANDOLFATO, 2004). Para realizar a medição das variações de resistência resultantes de deformações do extensômetro durante os ensaios, costuma-se utilizar um circuito elétrico conhecido como ponte de *Wheatstone*, sendo este o mais frequentemente utilizado devido sua maior precisão (ANDOLFATO, 2004).

A Figura 8 mostra um diagrama esquemático de uma ponte de *Wheatstone* formada por quatro resistores R_1 , R_2 , R_3 e R_4 , sendo alimentados por uma tensão " V_i " e com uma tensão de saída " V_o ". A ponte recebe energia pelos terminais "a" e "c", e seu sinal de saída se dá pelos terminais "b" e "d" (WEBER, 2008).

Figura 8 - Ponte de Wheatstone



Fonte: Adaptado de WEBER (2008)

Com isso, nota-se que são formados dois pares de divisores independentes, e ambos servem de base comparativa entre si, ou seja, um par serve como “padrão” enquanto que o outro serve para medir as variações (WEBER, 2008). Considerando como pares independentes, tem-se os segmentos “abc” e “adc”, e com isso segundo Weber (2008) entende-se que:

$$V_i = V_{abc} = V_{adc} \quad (1)$$

Sabe-se também que:

$$V = R \cdot I \quad (2)$$

Ao substituir os dados referentes à cada ramo tem-se:

$$V_{abc} = \frac{R1}{R1 + R2} V_i \quad (3)$$

e

$$V_{adc} = \frac{R4}{R4 + R3} V_i \quad (4)$$

Assim, segundo Weber (2008) tem-se a equação geral:

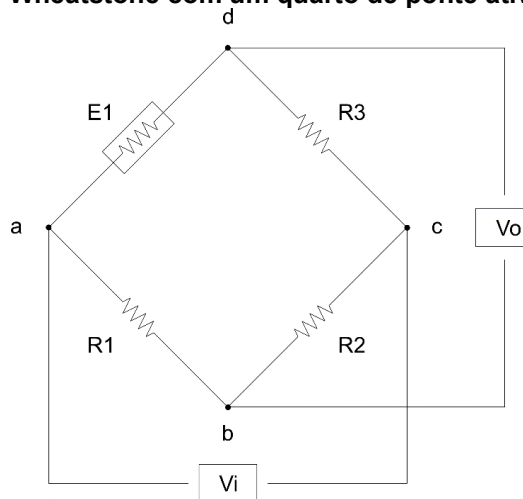
$$V_o = \frac{R1 \cdot R3 - R2 \cdot R4}{(R1 + R2)(R4 + R3)} V_i \quad (5)$$

Considerando que a ponte de Wheatstone esteja em balanço, com os valores de resistência para R1 e R2 iguais aos de R3 e R4, isso implica em uma tensão de saída igual a zero (WEBER, 2008). Ou seja:

$$V_o = \frac{R1.R3 - R2.R4}{(R + R2)(R4 + R3)} V_i = 0 \quad (6)$$

Assim, é possível trabalhar de diversas maneiras, por exemplo, ponte completa, meia ponte ou com apenas um quarto de ponte ativa (WEBER, 2008), onde apenas um dos resistores da ponte será substituído por um extensômetro “E1” que estará submetido a deformação e conseqüentemente a variações de resistência, como ilustrado na Figura 9.

Figura 9 - Ponte de Wheatstone com um quarto de ponte ativa por extensômetro.



Fonte: Adaptado de WEBER (2008)

Assim, como elemento sensor para determinar a pressão pelo sensor proposto por este trabalho, será utilizado um extensômetro em configuração de um quarto de ponte conforme descrito acima.

3.1.7 Aço 1020

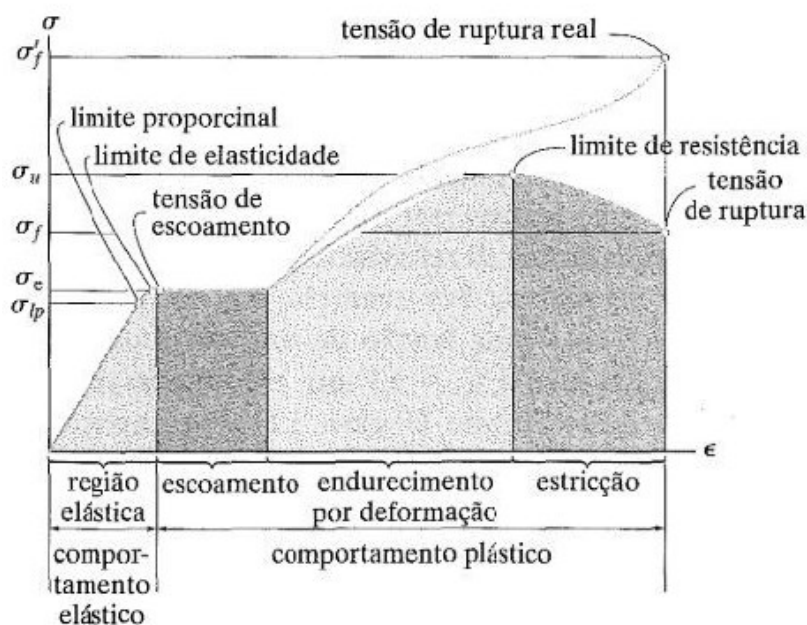
O aço 1020 é composto por aproximadamente 0,2% de carbono, tem alta tenacidade, boa forjabilidade e baixa dureza, sendo este um aço utilizado para diversas aplicações no campo da engenharia. (SILVA, 2010). A tenacidade é

caracterizada pela capacidade de um material de absorver energia até que ocorra uma fratura, e para que um material seja considerado tenaz, este deve ser resistente e dúctil simultaneamente (PANDOLFO, 2009).

Para determinar estas variáveis a respeito de um material é realizado um ensaio de tração e compressão de um corpo de prova cuja forma e tamanho são padronizados (HIBELLER, 2009). Com isso é obtido uma curva conhecida como curva de tensão-deformação, e através dela, diversas informações sobre o material podem ser obtidas.

Como pode ser observado na Figura 10, o comportamento elástico de um material ocorre na primeira seção mostrada na curva de “Tensão X Deformação”, ou seja, neste caso quando o corpo de prova é submetido a tensões e o mesmo trabalha apenas naquele pequeno instante.

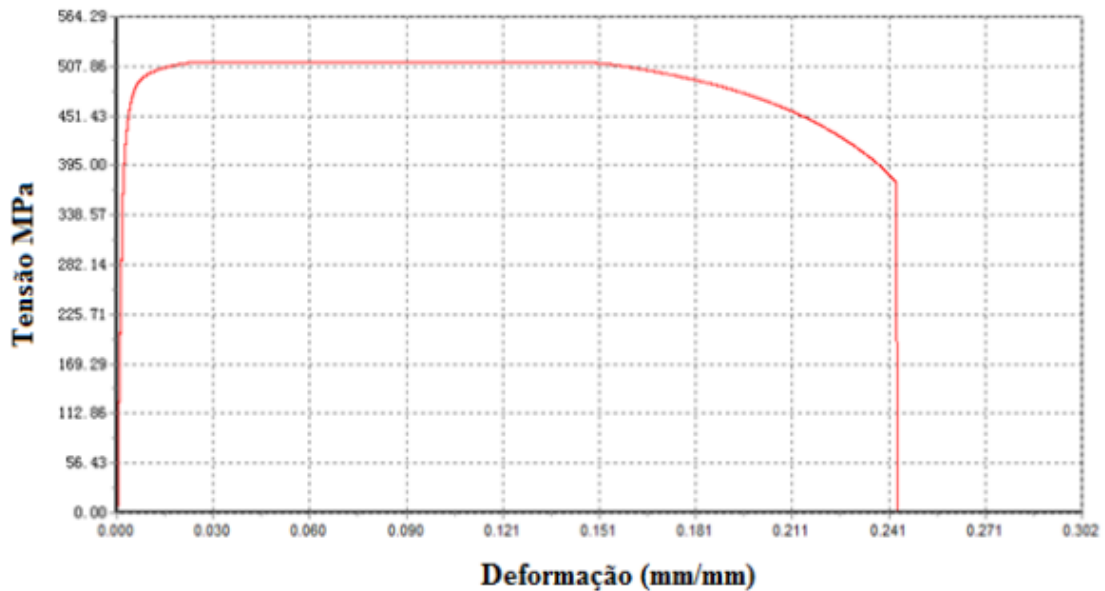
Figura 10 - Curva Tensão X Deformação



Fonte: HIBELLER (2009)

Como o extensômetro trabalha medindo a deformação de um material, e como a proposta do sensor produto deste trabalho é que o mesmo possa ser reutilizado diversas vezes, é extremamente importante que sua aplicação esteja apenas direcionada a ambientes cuja pressão não seja suficientemente alta para ultrapassar o limite de elasticidade do material, visto que se o mesmo ultrapassar este ponto, não irá retornar mais à sua forma original e causará danos ao extensômetro, o que resultará em erros de medição.

Figura 11 - Curva Tensão X Deformação do Aço 1020



Fonte: LEITE (2017)

Conforme visto na Figura 11, Leite (2017) demonstra através do resultado de um ensaio de tração em uma amostra de aço 1020, a região elástica que este material suporta está acima da tensão de 450 Mpa (4500 bar).

Baseado na literatura, o material escolhido para a confecção dos sensores será o aço 1020 devido ao seu baixo custo, fácil acesso, e principalmente por suportar altas tensões antes de ultrapassar sua região elástica, o que mostra que o sensor terá grandes chances de poder ser reutilizado, visto que o mesmo não sofrerá deformação plástica com muita facilidade.

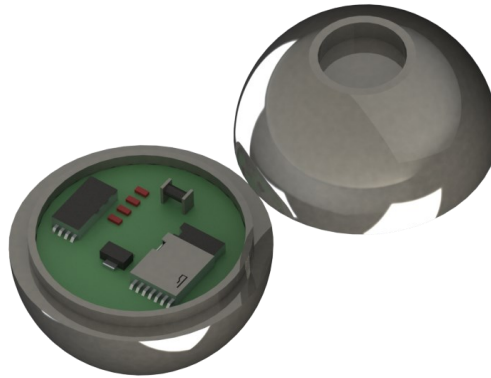
3.2 Metodologia

Nesta seção está descrita de forma sucinta a metodologia empregada na idealização do projeto do dispositivo proposto neste trabalho, bem como a metodologia para aplicação em campo e a metodologia utilizada para a validação dos elementos sensores em ambiente controlado.

3.2.1 Modelagem e estrutura

A primeira etapa da idealização do projeto constituiu na avaliação dos componentes citados anteriormente e em como poderiam ser dispostos em um projeto futuro passível de fabricação em larga escala. Com isso em mente, foi feita a modelagem 3D do dispositivo (Figura 12) utilizando o software *Solidworks 2018*.

Figura 12 – Modelagem 3D do protótipo



Fonte: Autoria própria (2022)

Com auxílio de uma impressora 3D foi feita a impressão da carcaça do dispositivo (Fotografia 7) que posteriormente serviu como base para a fabricação em aço 1020.

Fotografia 7 - Impressão 3D da carcaça do protótipo



Fonte: Autoria própria (2022)

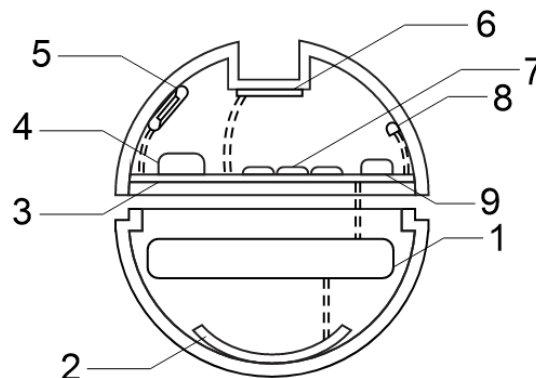
Como elementos sensores principais do dispositivo, foram selecionados um Termistor NTC e um Extensômetro ligado à uma Ponte de Wheatstone, que foram os responsáveis por realizar a medição de temperatura e pressão, respectivamente. Vale ressaltar que no caso do extensômetro, este realiza leituras de deformação que são convertidas pelo microcontrolador após a calibração do dispositivo.

Além disso, o dispositivo tem uma bateria, um módulo de carregamento por indução, uma memória de armazenamento que serve como sistema de aquisição de dados, além de contar com um módulo bluetooth utilizado para realizar a transmissão

de dados entre o sensor e uma unidade externa de aquisição de dados (um computador com tecnologia bluetooth).

Vale ressaltar que, conforme pode ser visto na Figura 13, a carcaça do sensor contém uma cavidade cujo interior é plano de forma que seja possível acondicionar pela parte interna o extensômetro (6), isso devido ao fato de que se fosse necessário realizar as leituras de pressão utilizando o corpo esférico do sensor como base para o extensômetro, devido a geometria seriam necessárias três unidades de extensômetros ligados em configuração de roseta, o que resultaria em um produto final com custo mais elevado.

Figura 13 – Desenho esquemático do protótipo do dispositivo



Fonte: Autoria Própria (2022)

3.2.2 Proposta para aplicação em campo

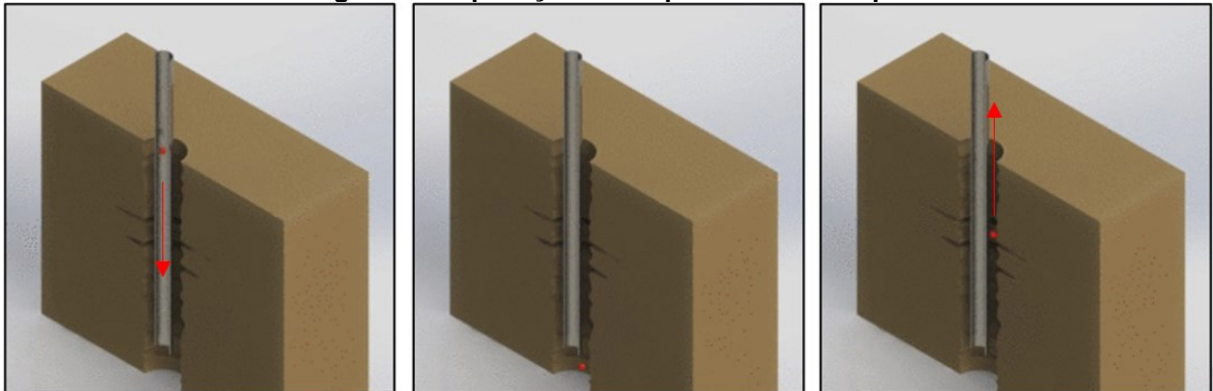
A metodologia para a realização das medições em campo foi desenvolvida considerando o esquema apresentado na Figura 13. Durante a aplicação, o *Reed Switch* (5) deverá ser acionado dando início ao funcionamento do sensor, com isso o Extensômetro (6) e o Termistor (8) iniciarão o processo de medição de pressão e temperatura, respectivamente. A transmissão dos dados medidos será realizada em tempo real para a unidade de armazenamento (9) do dispositivo.

Na sequência o dispositivo será então lançado para dentro do poço juntamente com o fluido de perfuração, seu percurso se iniciará pelo interior da coluna de perfuração e ao chegar no fundo do poço, retornará pelo espaço anular percorrendo assim toda a seção de poço perfurada de volta até a superfície.

Assim que o dispositivo retornar à superfície, os dados armazenados na memória do sensor serão transferidos para uma unidade externa de aquisição de

dados através do módulo bluetooth (4) e posteriormente estes dados alimentarão softwares de detecção de fraturas e tomada de decisões.

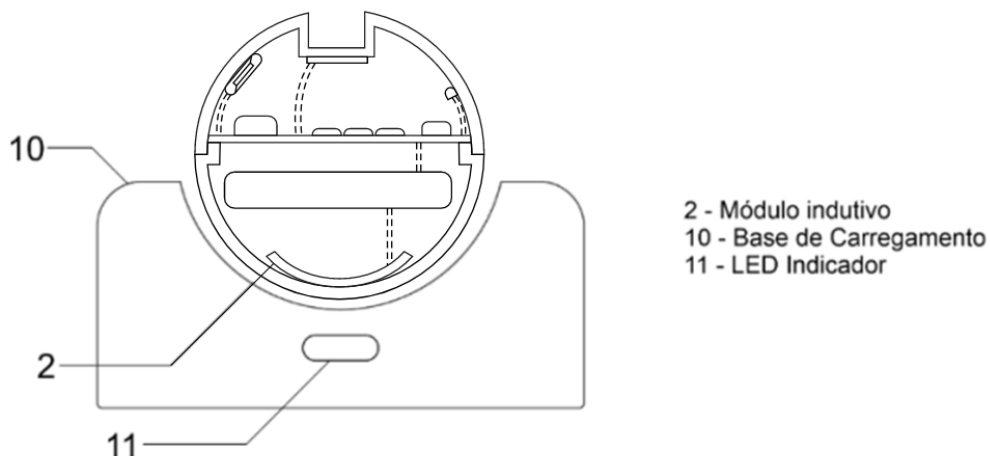
Figura 14 - Aplicação do dispositivo em campo



Fonte: Autoria Própria (2022)

Devido ao fato do material selecionado ser o aço 1020, o dispositivo poderá ser reutilizado, e para isso a bateria interna deve ser recarregada. Um esquema do carregamento da bateria é apresentado na Figura 15, o sistema de recarga conta com um módulo indutivo interno (receptor) ao dispositivo capaz de realizar a recarga da bateria por aproximação à uma base de carregamento cujo sistema também é composto por um módulo indutivo (transmissor).

Figura 15 – Desenho esquemático do sistema de carregamento do dispositivo



Fonte: Autoria Própria (2022)

Como pode ser visto, a ideia básica de funcionamento do dispositivo foi pensada de forma que pudesse ser operado sem interferir nos processos habituais em operações de perfuração de poços de petróleo, visto que um dos objetivos do desenvolvimento do dispositivo é reduzir o tempo não produtivo resultante de paradas

para eventuais manutenções ou até mesmo paradas não programadas para avaliação da integridade do poço já perfurado.

3.3 Metodologia de Ensaios

Nesta seção será descrito a metodologia para a realização dos ensaios e validação dos principais elementos sensores do dispositivo proposto.

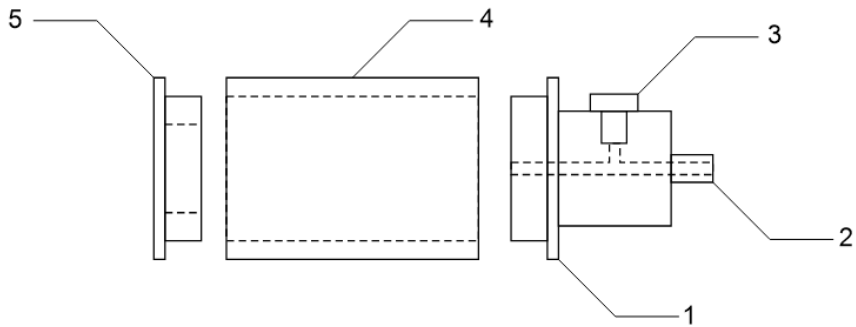
3.3.1 Desenvolvimento, modelagem e fabricação da unidade experimental

Para a realização dos ensaios de deformação e uma possível avaliação em sua relação com a pressão incidida sobre o corpo de prova, bem como a realização dos ensaios de temperatura, foi desenvolvido um dispositivo capaz de trabalhar como um sistema fechado capaz de suportar altas pressões que foi conectado à uma bomba de deslocamento positivo.

A ideia foi desenvolver um dispositivo capaz de simular o ambiente ao qual o sensor fruto deste trabalho estará submetido, porém, de maneira que os elementos sensores ficassem expostos para que fosse possível avaliar seu comportamento e verificar de forma visual uma possível ocorrência de quaisquer avarias que pudessem inviabilizar a fabricação de um dispositivo comercial no futuro.

Vale ressaltar que os ensaios foram realizados à pressão de aproximadamente 30 bar por se tratar de um ambiente de aprendizado (laboratório do Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos da Universidade Tecnológica Federal do Paraná) cuja segurança deve ser mantida como prioridade. Porém, é esperado que em campo o sensor seja capaz de suportar pressões de até 4500 bar, visto que o material selecionado para a confecção do produto final foi o Aço 1020 conforme foi descrito anteriormente.

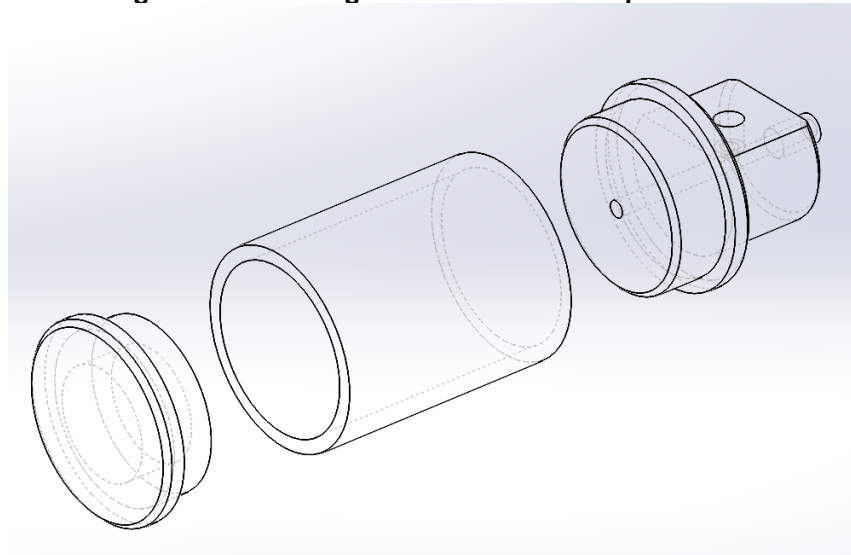
Inicialmente foi realizado um desenho esquemático básico (Figura 16) com o objetivo de avaliar sua funcionalidade que posteriormente serviria como base para sua fabricação.

Figura 16 – Desenho esquemático da unidade experimental

Fonte: Autoria Própria (2022)

Conforme apresentado no desenho esquemático acima, a unidade experimental foi desenvolvida com uma tampa (1), um corpo (4) e com o corpo de prova (5). Em relação à tampa (1), esta contém conexões (2) e (3) para se conectarem em uma bomba de deslocamento positivo e em um transdutor de pressão, respectivamente.

Com isso, foi dada sequência aos estudos e ao desenvolvimento da unidade experimental. Como pode ser visto na Figura 17, foi feita a modelagem 3D da unidade experimental utilizando o software *SolidWorks* 2018.

Figura 17 - Modelagem 3D da unidade experimental

Fonte: Autoria Própria (2022)

Em seguida foi realizada a usinagem da unidade experimental em aço, e com paredes espessas o suficiente para que as mesmas não sofressem deformação, reduzindo ao mínimo quaisquer influências nos resultados finais.

Fotografia 8 - Impressão 3D da carcaça do protótipo



Fonte: Autoria Própria (2022)

Após a fabricação da unidade experimental, foram fabricados os corpos de prova necessários para a realização dos testes e validação dos resultados, bem como para a escolha do material a ser utilizado na produção final do sensor. Com isso, tem-se a Fotografia 8 onde pode ser visto quatro corpos de prova distintos. Sendo eles o corpo de prova em latão com 1 mm de espessura de parede, Nylon com 1 mm de espessura de parede, Aço 1020 com 0,8 mm de parede por último, Aço 1020 com 1,9 mm de espessura de parede.

Fotografia 9 - Corpos de prova



Fonte: Autoria Própria (2022)

Conforme visto na imagem acima, os corpos de prova estão com os extensômetros colados em sua parede externa, e o procedimento para o acondicionamento dos mesmos seguiu a seguinte sequência, lixamento e polimento da superfície do corpo de prova, limpeza com álcool isopropílico da superfície do corpo de prova, aplicação da cola de secagem rápida, aplicação do extensômetro com auxílio de fita adesiva e finalização com a soldagem dos conectores.

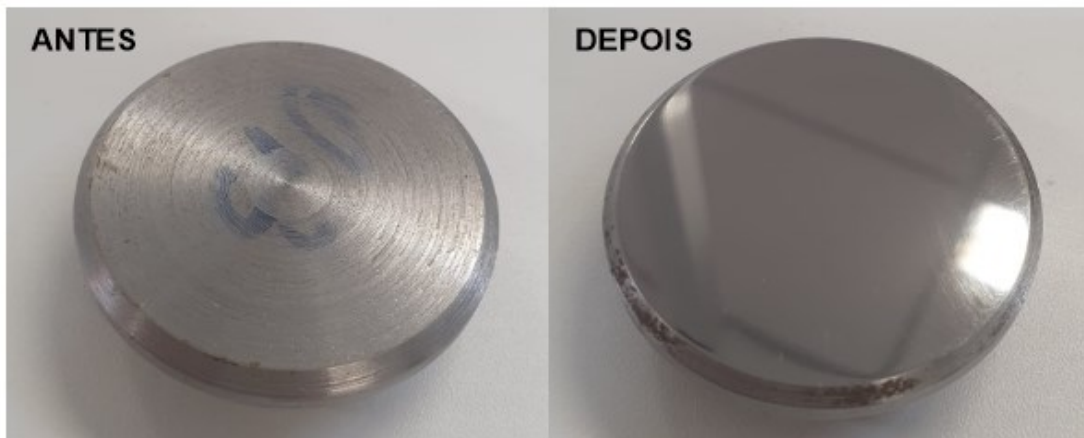
Para a realização do processo de lixamento e polimento foram utilizadas lixas específicas para metal com as granulometrias 300, 600, 1200, 2500, seguindo exatamente essa ordem, ou seja, passando da lixa mais grossa para a mais fina, um ponto que vale salientar é o cuidado de lavar a peça antes de realizar a troca das lixas, visto que esse processo garante a remoção total de qualquer fragmento da lixa mais grossa que possa interferir no processo posterior.

Para a realização do processo inicial de polimento foi utilizado no primeiro momento uma máquina de lixamento semiautomático com o uso das lixas mencionadas anteriormente.

Em seguida, a finalização do processo de polimento foi realizada com auxílio de uma máquina de polimento semiautomático, porém, neste momento as lixas foram substituídas por uma solução contendo alumina como elemento abrasivo para o polimento.

Abaixo a Fotografia 10 demonstra o antes e depois do processo de polimento do corpo de prova em Aço 1020.

Fotografia 10 - Antes e depois do polimento do corpo de prova



Fonte: Autoria Própria (2022)

Após a realização do processo de polimento, foi feita a limpeza da amostra com álcool isopropílico e pôr fim a secagem. A colagem do extensômetro na superfície trabalhada foi a próxima etapa do processo e pode ser vista em cinco passos conforme mostrado na Fotografia 11.

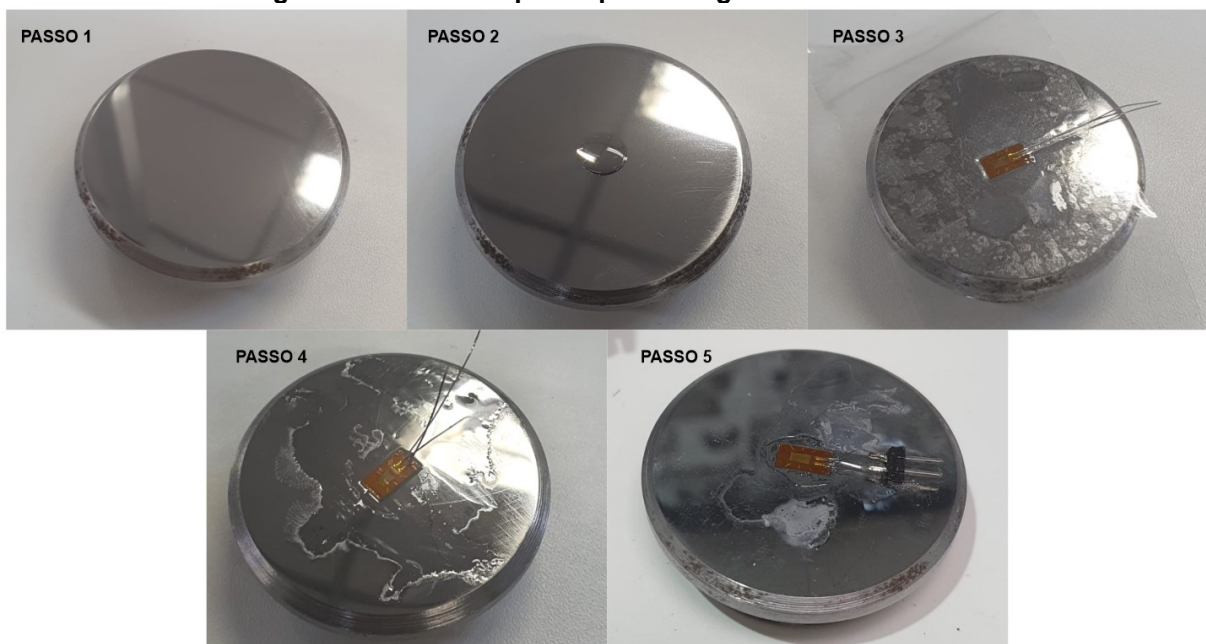
O passo 1 foi basicamente um momento de verificação das condições da peça, como pode ser visto, há uma quantidade significativa de riscos e marcas nas laterais do corpo de prova, porém, após uma avaliação foi constatado que a peça

poderia ser utilizada normalmente devido ao centro do corpo de prova estar isento de riscos e ser o ponto onde deve ser feita a instalação do elemento sensor.

No passo 2 foi adicionada a cola de secagem rápida, e em seguida, no passo 3 o extensômetro foi posicionado com auxílio de uma fita adesiva, assim, foi pressionado até que a cola de secagem rápida atingisse seu tempo de cura.

Em seguida, conforme visto no passo 4, foi removida a fita adesiva e por fim, no passo 5 um conector foi instalado de forma a facilitar a substituição do corpo de prova.

Fotografia 11 - Passo a passo para colagem do Extensômetro



Fonte: Autoria Própria (2022)

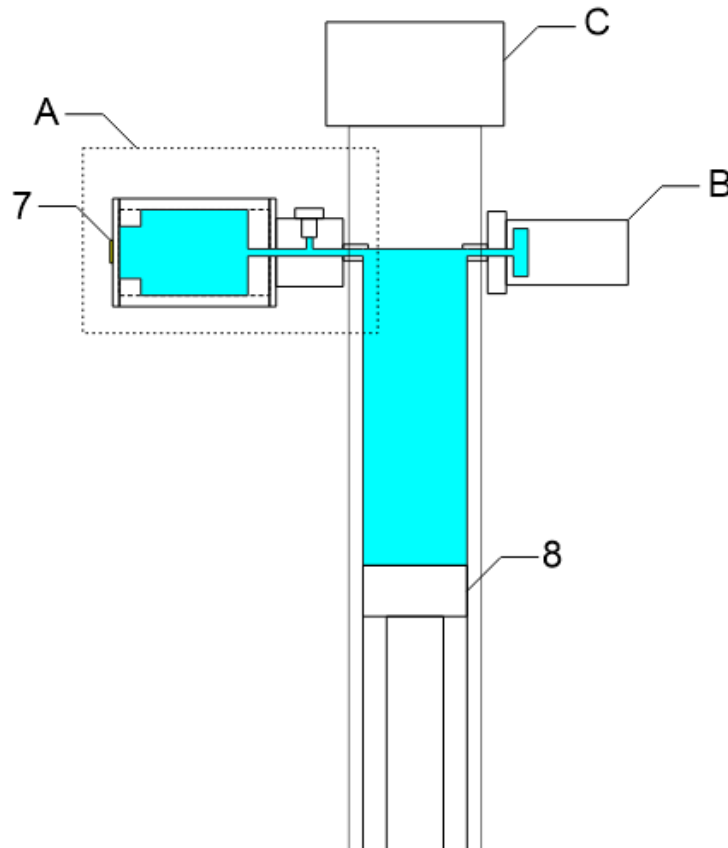
Vale ressaltar que, conforme visto anteriormente na Fotografia 9 estes procedimentos foram realizados nos quatro corpos de prova disponíveis para a realização dos ensaios. Ao todo foram produzidos, uma unidade experimental e quatro corpos de prova, sendo dois em Aço 1020, um em Latão e um em Nylon. Por fim, após a montagem do corpo de prova no ambiente de simulação, todo sistema é acoplado à uma bomba e pressurizado.

3.3.1.1 Ensaio de pressão

A Figura 18 ilustra um desenho esquemático do ambiente de ensaios. Como pode ser visto, seguindo os passos citados anteriormente o elemento sensor (7) foi

colado na parte externa do dispositivo em uma seção cuja espessura foi diferente para cada ensaio realizado, de forma a avaliar qual seria a melhor espessura de parede para a fabricação final do sensor. Lembrando que assim como no projeto final do sensor, o extensômetro utilizado durante os ensaios foi ligado à uma ponte de Wheatstone trabalhando com a configuração de um quarto de ponte e então transferidos para uma unidade de aquisição de dados.

Figura 18 - Desenho esquemático da unidade de ensaio de pressão

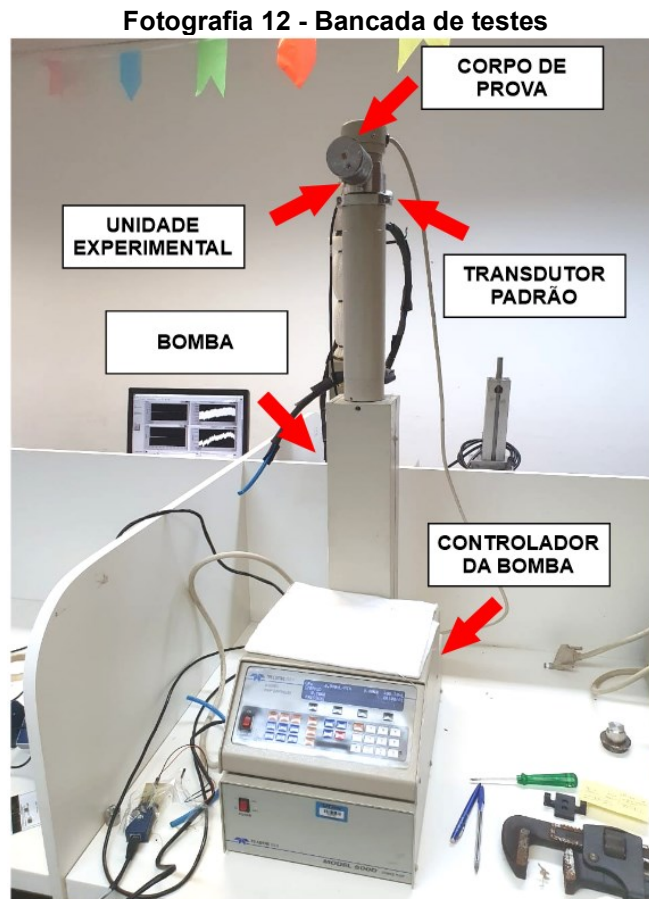


Fonte: Autoria Própria (2022)

A Figura 18 demonstra o esquema de montagem da unidade experimental (A) na bomba de deslocamento positivo (C), juntamente com a conexão do transdutor de pressão padrão (B). Também pode ser vista a seção interna que deve ser preenchida com água ou algum fluido líquido e pressurizado pelo pistão (8) para a realização dos ensaios.

O processo utilizado para a realização dos ensaios de pressão e validação do elemento sensor (extensômetro) utilizado na fabricação do dispositivo proposto por este trabalho foi de certa forma relativamente simples.

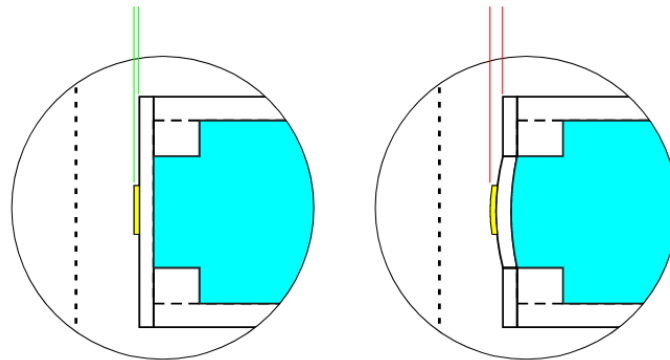
Ao pressurizar a bomba, esta deve transmitir a pressão para o transdutor (B) e para a unidade experimental (A). O conjunto citado pode ser melhor compreendido com auxílio da Fotografia 12.



Fonte: Autoria Própria (2022)

Devido ao fato de o sistema todo ter robustez suficientemente alta para não sofrer deformação, a única seção que irá se deformar será exatamente sobre o ponto onde o extensômetro (7) está acondicionado. A Figura 19 ilustra esse fenômeno, onde pode ser visto a seção em que o extensômetro (7) está acondicionado, demonstrando de maneira exagerada como ocorre a deformação nos corpos de prova durante os ensaios de pressão.

Figura 19 - Deformação do corpo de prova



Fonte: Autoria Própria (2022)

Vale ressaltar que como elemento sensor padronizado foi utilizado um transdutor de pressão já comercial que é atualmente utilizado em diversos projetos nos laboratórios do CERNN (Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos) dentro da UTFPR (Universidade Tecnológica Federal do Paraná), local onde foram disponibilizados os equipamentos para a realização dos ensaios.

Com isso, foram realizados mais testes de pressão utilizando os corpos de prova adicionais. Ao todo para este experimento foram utilizados quatro corpos de prova que seguiram a seguinte configuração:

- Corpo de prova com espessura de 0,8 mm em Aço 1020;
- Corpo de prova com espessura de 1,9 mm em Aço 1020;
- Corpo de prova com espessura de 1 mm em Latão;
- Corpo de prova com espessura de 1 mm em Nylon;

É importante mencionar que dentre os ensaios realizados, apenas os dados dos corpos de prova em Aço 1020 e um corpo de prova em Latão puderam ser aproveitados, visto que o corpo de prova fabricado em Nylon não resistiu sequer a montagem do ambiente de simulação e se deformou plasticamente antes mesmo que os testes pudessem ter sido iniciados (Fotografia 13).

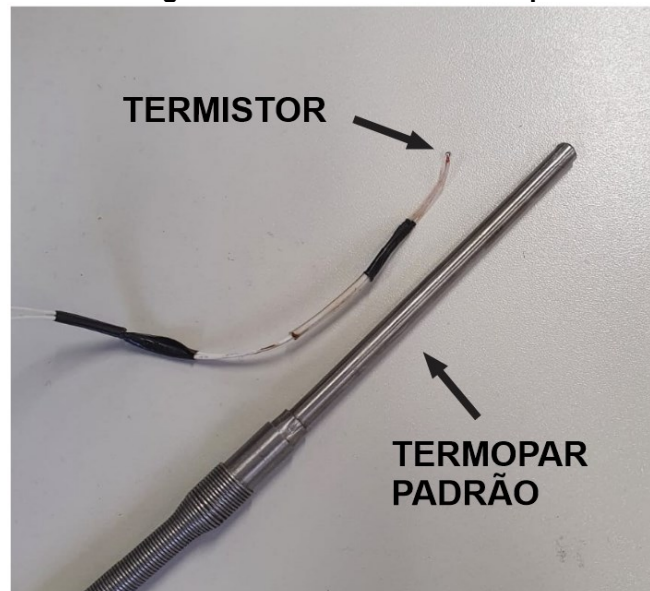
Fotografia 13 - Deformação do corpo de prova em Nylon.



Fonte: Autoria Própria (2022)

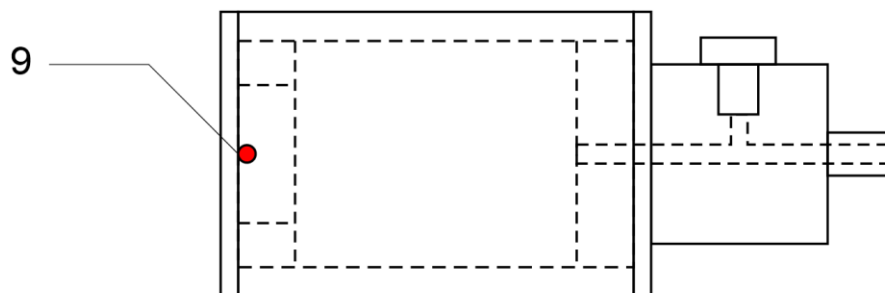
3.3.1.2 Ensaio de temperatura

Os ensaios de temperatura foram feitos utilizando um reservatório em acrílico, a unidade experimental descrita anteriormente, um transdutor de temperatura comercial calibrado para servir como dados padrões, e por fim o elemento sensor (termistor 100k Ω) utilizado na fabricação do dispositivo proposto.

Fotografia 14 - Termistor e Termopar

Fonte: Aatoria Própria (2022)

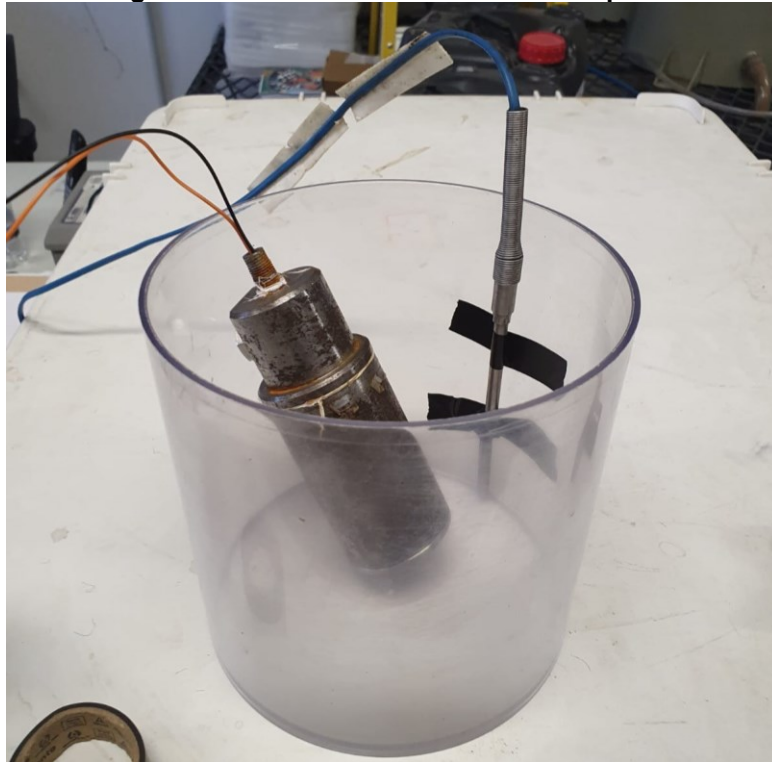
Como visto na Fotografia 14, é possível notar a diferença de tamanho entre o termopar padrão com o termistor utilizado na fabricação do sensor proposto por este trabalho. Vale ressaltar que o termopar utilizado já é um modelo comercial e que assim como o transdutor de pressão, foi disponibilizado para uso pelo CERNN.

Figura 20 - Aplicação do termistor

Fonte: Aatoria Própria (2022)

Conforme apresentado na Figura 20, para este ensaio o termistor (9) foi colado na parte interna do corpo de prova de modo que o mesmo não tivesse contato com o meio externo para evitar quaisquer influências, visto que a ideia é que o mesmo esteja isolado dentro de um sistema durante a aplicação em campo e é importante que possa ser avaliada a influência da espessura da parede do corpo de prova durante a transmissão de calor para o termistor.

Fotografia 15 - Unidade de ensaios de temperatura



Fonte: Autoria Própria (2022)

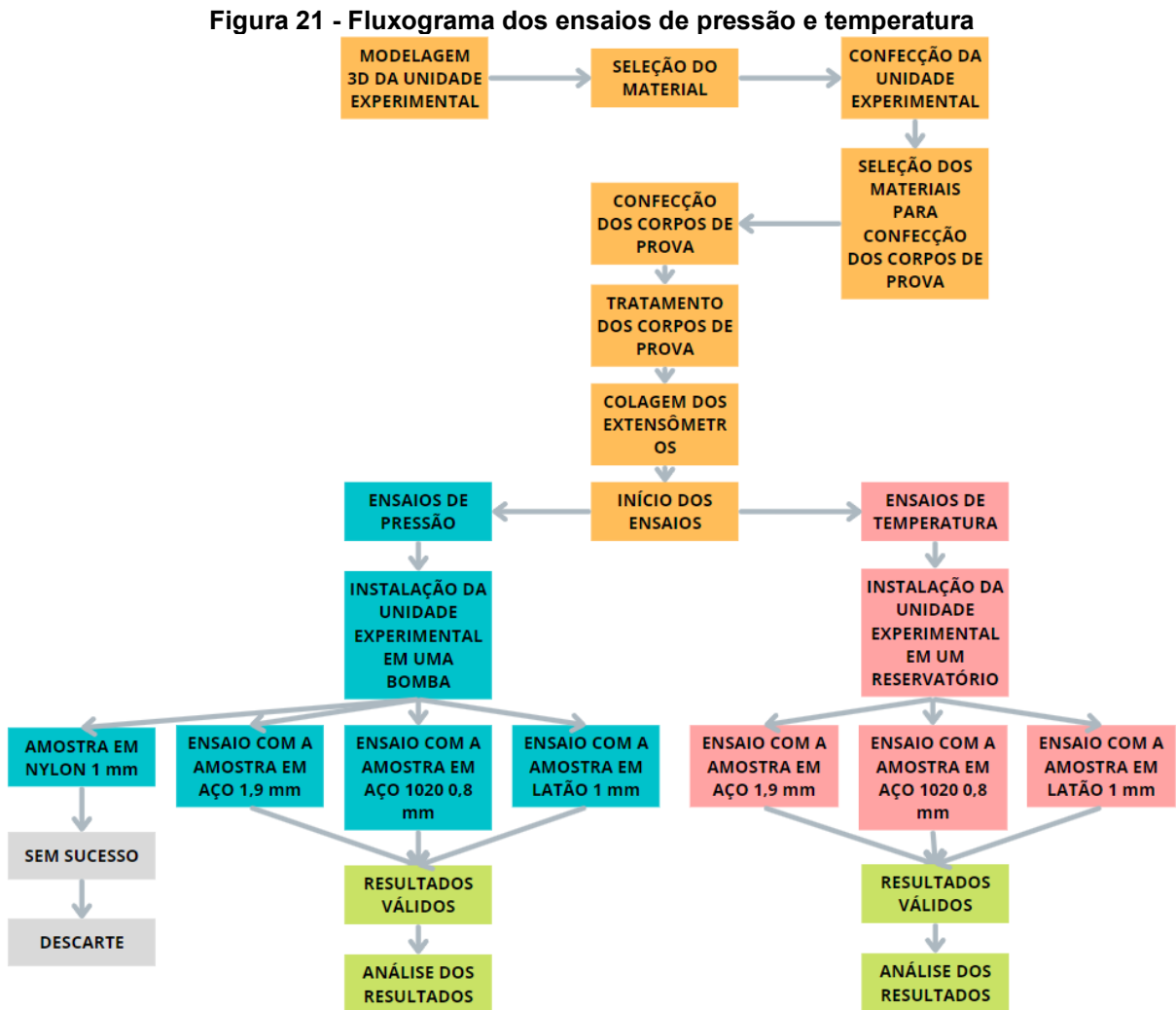
Em seguida, o transdutor de temperatura padrão foi colado no interior do reservatório ainda vazio e a unidade experimental também foi acondicionada dentro do reservatório de testes (Fotografia 15). Salienta-se que o transdutor de temperatura padrão foi instalado de forma que fosse possível ter um contato direto com a água a fim de conseguir dados mais precisos de temperatura.

Em seguida, o reservatório de testes foi preenchido com água durante um tempo e com diferentes temperaturas. Em um dado momento foi preenchido com água à temperatura ambiente, e em seguida com água aquecida a aproximadamente 80°C.

O teste foi repetido inúmeras vezes e com ambos os corpos de prova, com exceção do corpo de prova em Nylon que foi inutilizado após o teste de pressão.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção descreve uma análise dos resultados obtidos através dos ensaios de pressão e temperatura. A Figura 21 ilustra um fluxograma com as etapas seguidas desde a confecção da unidade experimental até a realização dos ensaios e análise dos resultados.



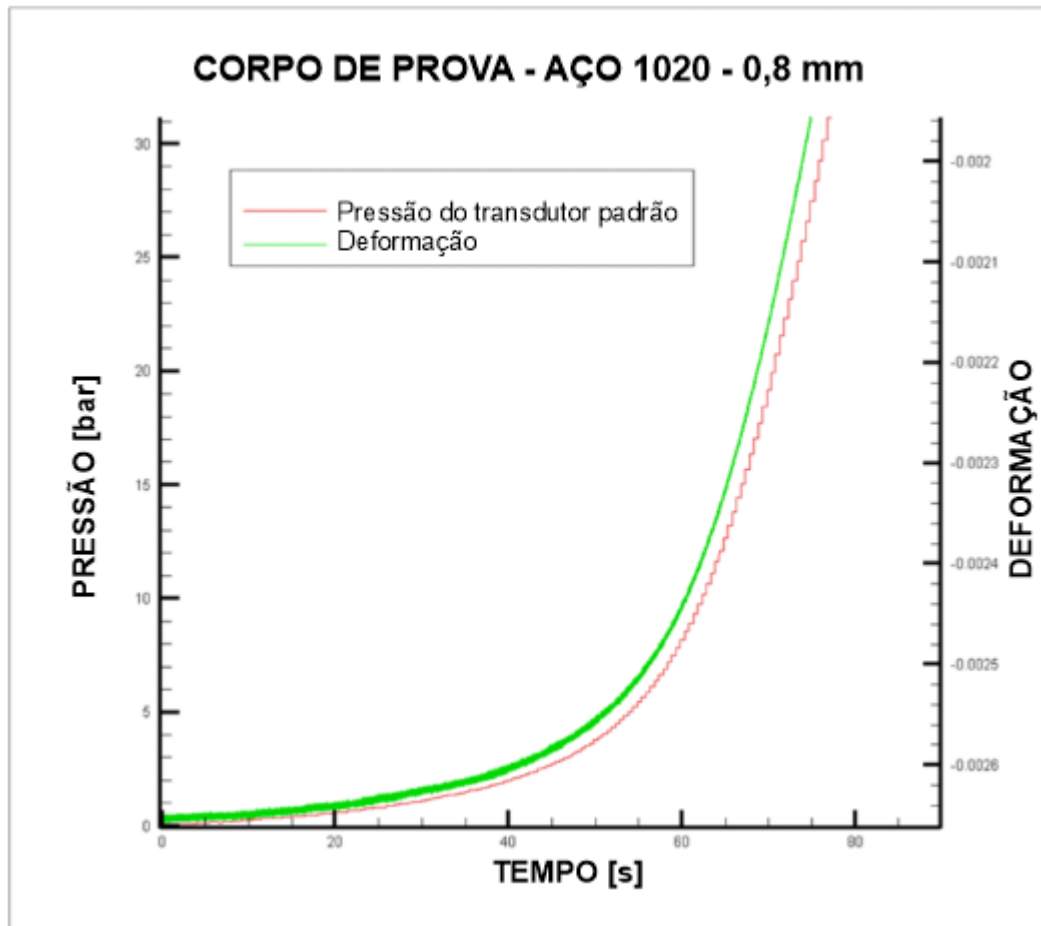
Fonte: Autoria Própria (2022)

Vale ressaltar que os ensaios foram realizados no mínimo três vezes para cada amostra, garantindo a repetibilidade do sistema.

4.1 Pressão

Após a realização dos testes de pressão e a aquisição dos dados, foi criado um gráfico combinando as informações de pressão do transdutor padrão, a deformação do elemento sensor (extensômetro) do dispositivo proposto e do tempo

Figura 22 - Gráfico da Pressão padrão e da Deformação em função do tempo

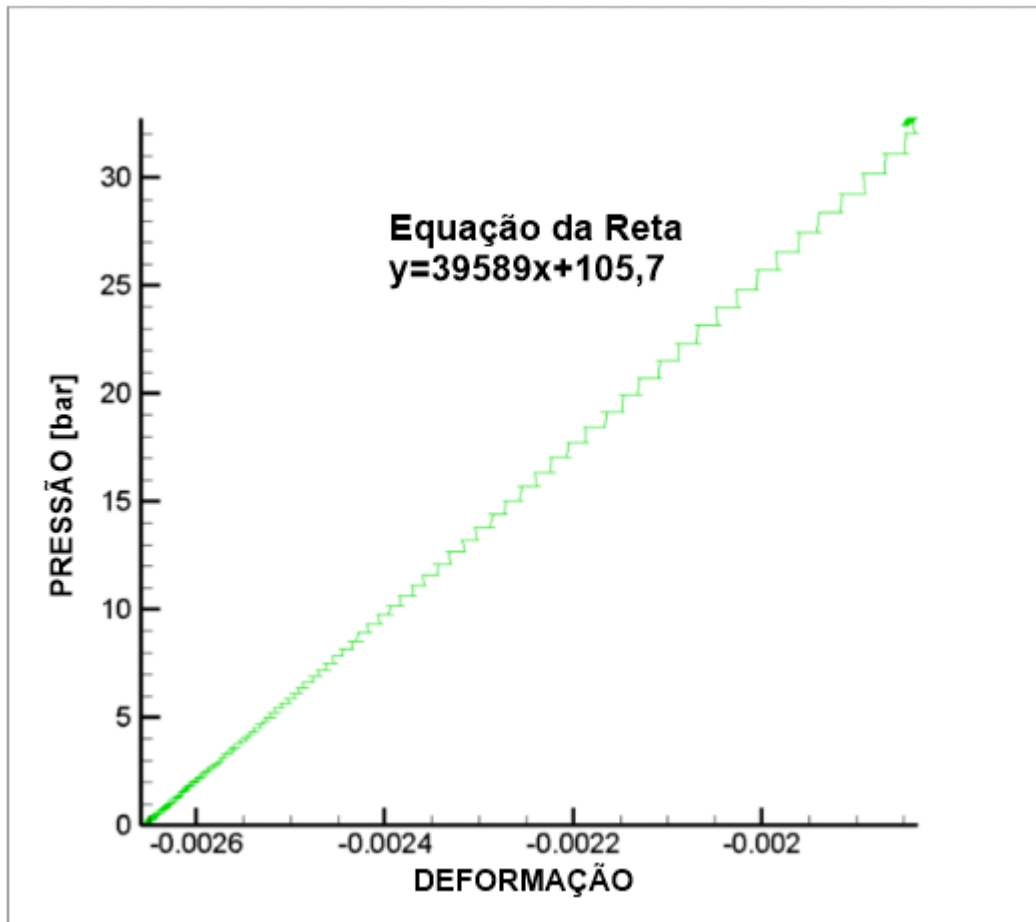


Fonte: Autoria Própria (2022)

Como visto na imagem acima, é possível notar um padrão de deformação que se segue ao longo do tempo acompanhando a pressão incidida no corpo de prova. Isso mostra que há uma relação direta entre a deformação do corpo de prova com a pressão do sistema.

Com isso, foi criado um gráfico para cada corpo de prova confrontando os resultados de pressão com os resultados de deformação de forma que foi possível a obtenção de uma curva que serviu como parâmetro para calibração do extensômetro em relação ao transdutor de pressão padrão. O mesmo procedimento foi realizado para cada corpo de prova de maneira individual (Figura 23), assim, obteve-se o gráfico mostrado na figura abaixo.

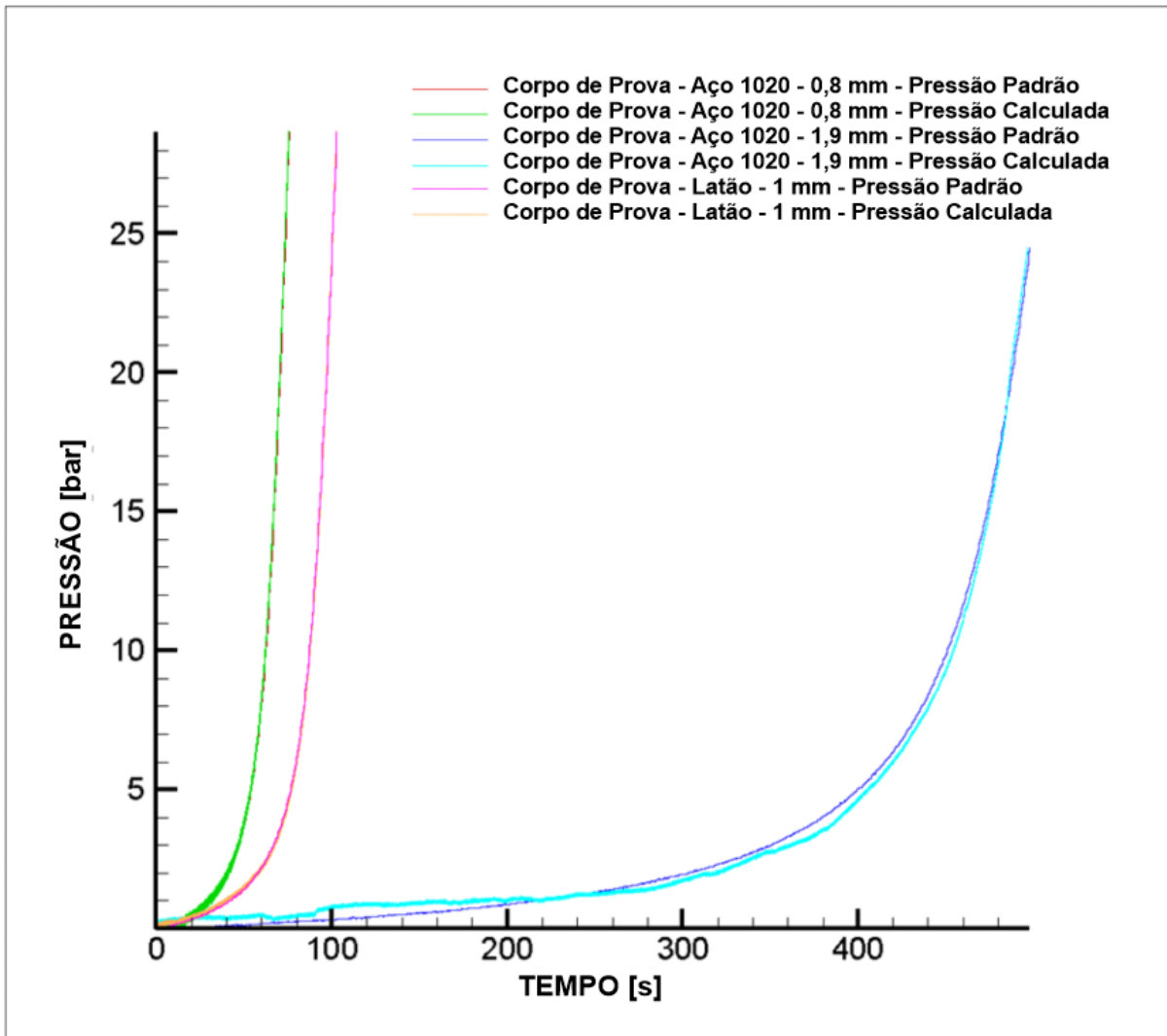
Figura 23 - Gráfico da Pressão Padrão em função da deformação



Fonte: Autoria Própria (2022)

Após a realização dos ensaios de pressão, foram criados gráficos confrontando os valores de pressão com valores de deformação da parede dos corpos de prova. Tudo isso foi feito como forma de calibração para possibilitar a avaliação do comportamento da curva de pressão calculada resultante do elemento sensor (extensômetro) do dispositivo proposto. Com isso foi feito o cálculo da equação da reta que posteriormente foi aplicado a todos os valores de deformação obtidos pelo extensômetro. Assim, tem-se a Figura 24.

Figura 24 - Gráfico das pressões padrão e calculadas sobrepostas em função do tempo

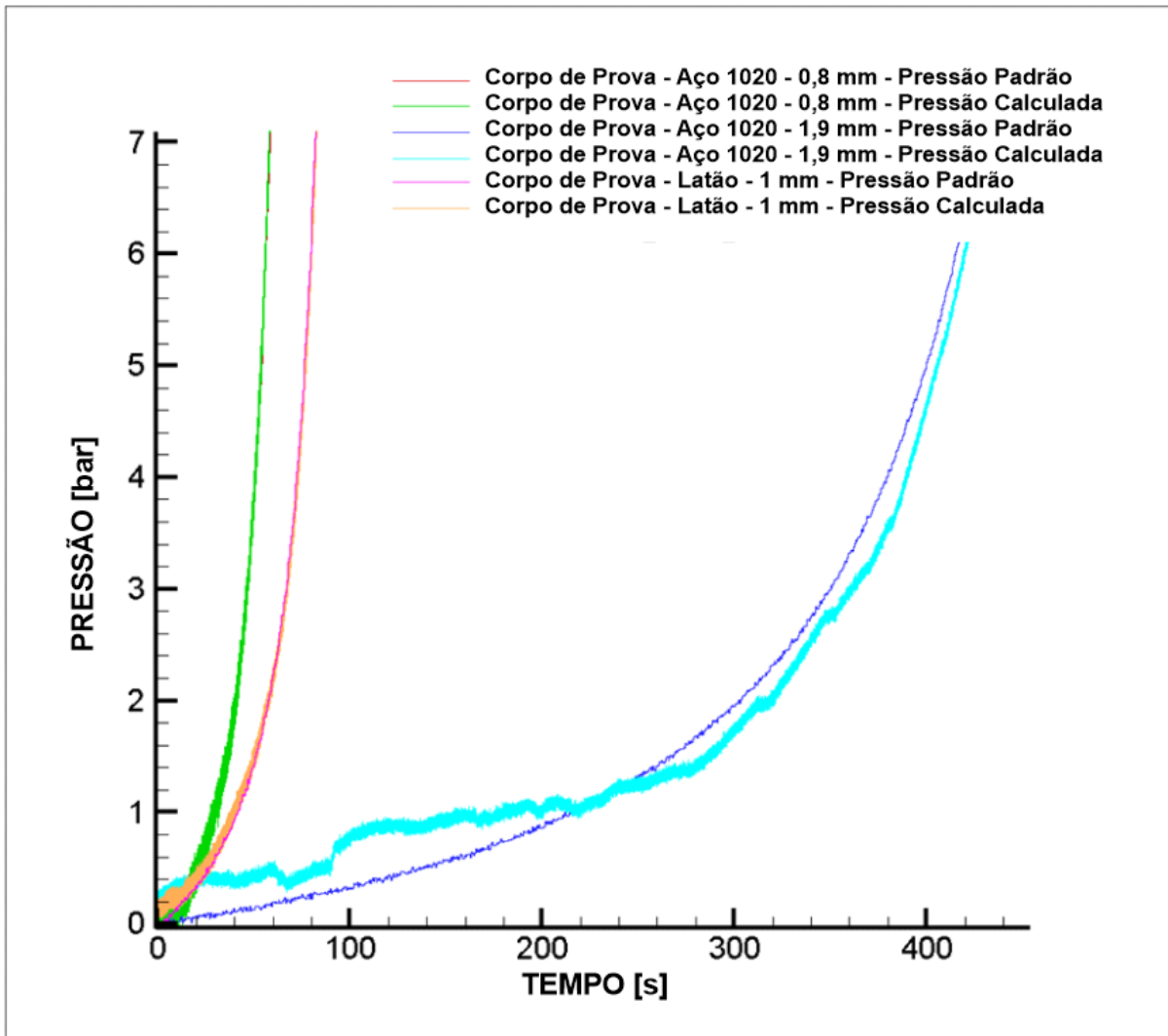


Fonte: Autoria Própria (2022)

Como visto na Figura 24, após a calibração do extensômetro utilizado em cada corpo de prova diferente ficou comprovada sua funcionalidade, validando assim o modelo de elemento sensor proposto para a realização das leituras de pressão que será utilizado durante a produção do dispositivo, foi possível validar também a influência direta da pressão sobre a deformação do material proposto.

Um fato que vale ser analisado é em relação à influência da espessura do material utilizado. Como pode ser visto na Figura 25, a amostra de Aço com 1,9 mm de espessura, ao comparar a curva de pressão calculada não se mostra tão uniforme quanto às curvas das amostras com menor espessura, isso implica que a parede de 1,9 mm sofreu um pouco mais de dificuldade em se deformar para pressões mais baixas durante os ensaios.

Figura 25 - Gráfico de uma seção das pressões padrão e calculadas sobrepostas em função do tempo



Fonte: Autoria Própria (2022)

Porém, para uso em campo, essa influência talvez não seja tão relevante, visto que a proposta é que o dispositivo opere em ambientes de alta pressão, ou seja, é possível que esse efeito não seja observado.

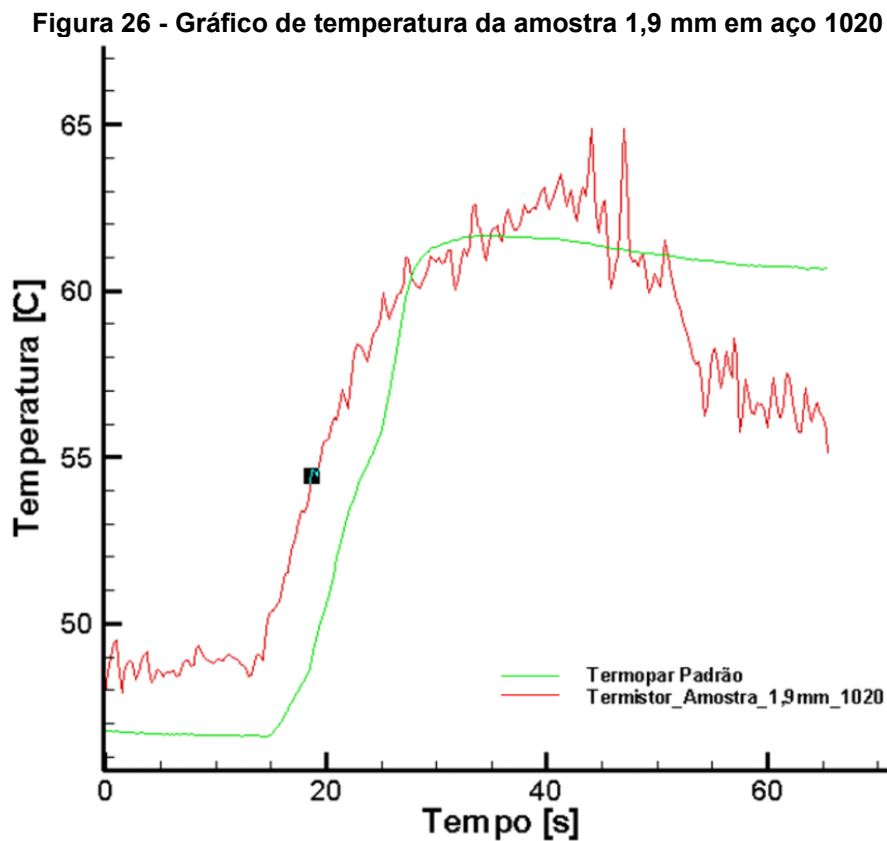
Após avaliar todos os dados, foi constatado que, embora os resultados dos ensaios com o Aço 1020 com 0,8 mm de espessura e o Latão com 1 mm de espessura terem sido semelhantes e que ambos resultaram em dados de pressão bem próximos aos dados padronizados, foi avaliado que a melhor opção para uso em fabricações futuras do dispositivo o Aço 1020 com 0,8 mm de espessura, visto que proporcionou resultados muito fiéis ao que diz respeito à relação entre pressão e deformação, e trata-se de um material mais barato quando se comparado ao Latão.

4.2 Temperatura

Após a realização dos ensaios referentes ao elemento sensor de temperatura, foi possível observar os comportamentos que serão descritos na sequência.

O primeiro ensaio foi feito utilizando o corpo de prova de Aço 1020 com espessura de 1,9 mm. A temperatura inicial da água no reservatório estava em torno de 47 graus Celsius de acordo com o Termopar utilizado como elemento de medição padrão, em seguida foi adicionado no recipiente de testes, de maneira brusca uma certa quantidade de água a aproximadamente 85 graus Celsius.

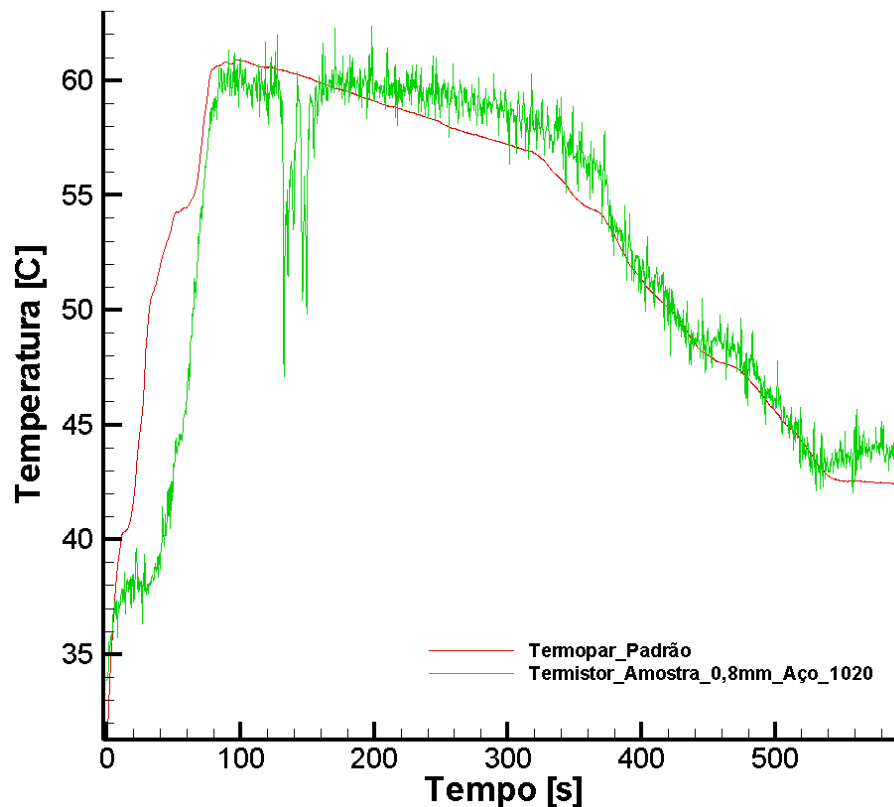
Assim, conforme é visto na Figura 26, houve um aumento brusco na temperatura até que atingisse um ponto de equilíbrio pouco acima dos 61 graus. Neste caso, é visto que o termistor sofre um atraso na leitura e até mesmo alguma defasagem devido ao fato de que a parede do corpo de prova tem uma espessura consideravelmente alta.



Fonte: Autoria Própria (2022)

Abaixo tem-se a Figura 27 referente ao corpo de prova em Aço 1020 com 0,8 mm de espessura, o ensaio se iniciou com a temperatura inicial próxima dos 31 graus Celsius, segundo o termopar padrão. Após, assim como no ensaio anterior, foi inserido no recipiente uma quantidade significativa de água à aproximadamente 85 graus Celsius, e posteriormente foi adicionado ao sistema água em temperatura ambiente de forma gradual.

Figura 27 - Gráfico de temperatura da amostra 0,8 mm em aço 1020



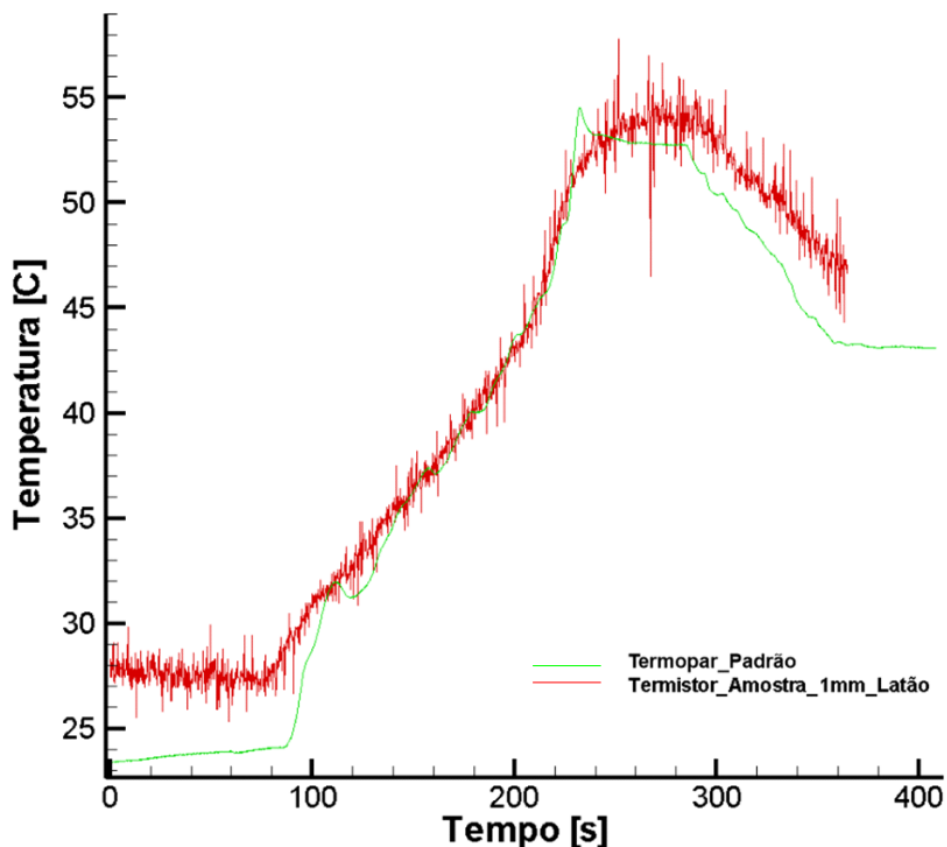
Fonte: Autoria Própria (2022)

Assim, pode ser visto no gráfico a presença desse aumento brusco na temperatura do sistema como um todo, e também essa queda gradual na temperatura, o que representa bem a forma como o ensaio foi realizado. Contudo, valor salientar aqui a presença de uma diferença brusca na temperatura do termistor acoplado na amostra no tempo de aproximadamente 140 segundos. Esse fenômeno observado foi consequência de uma aplicação errada de água durante os ensaios, ou seja, durante a aplicação gradual de água no reservatório, houve um momento em que um fluxo de água um pouco acima do esperado caiu diretamente sobre a unidade experimental onde estava fixado o termistor.

De certa forma esse erro durante o ensaio mostra que o sensor, mesmo por dentro de uma estrutura com 0,8 mm de espessura foi capaz de detectar de maneira rápida a alteração da temperatura do meio ao qual estava submetida. Isso se mostra válido quando avaliado a relação com um poço de petróleo, onde pode existir a variação brusca da temperatura do fluido. Portanto, pode-se dizer que esse erro em questão, tornou o experimento ainda mais satisfatório.

Na Figura 28, é visto o gráfico de pressão e temperatura resultado do ensaio com a amostra de latão com 1 mm de espessura. Neste caso é visto que há um comportamento similar ao mostrado anteriormente com Aço 1020 de 0,8 mm de espessura, ou seja, a influência do material na transferência de calor para o termistor internamente acondicionado foi de certa forma indiferente para o sistema. Assim, como já mencionado anteriormente, devido à diferença de preço em relação aos materiais, fica claro que é muito mais vantajoso trabalhar com Aço 1020 se comparado com o Latão.

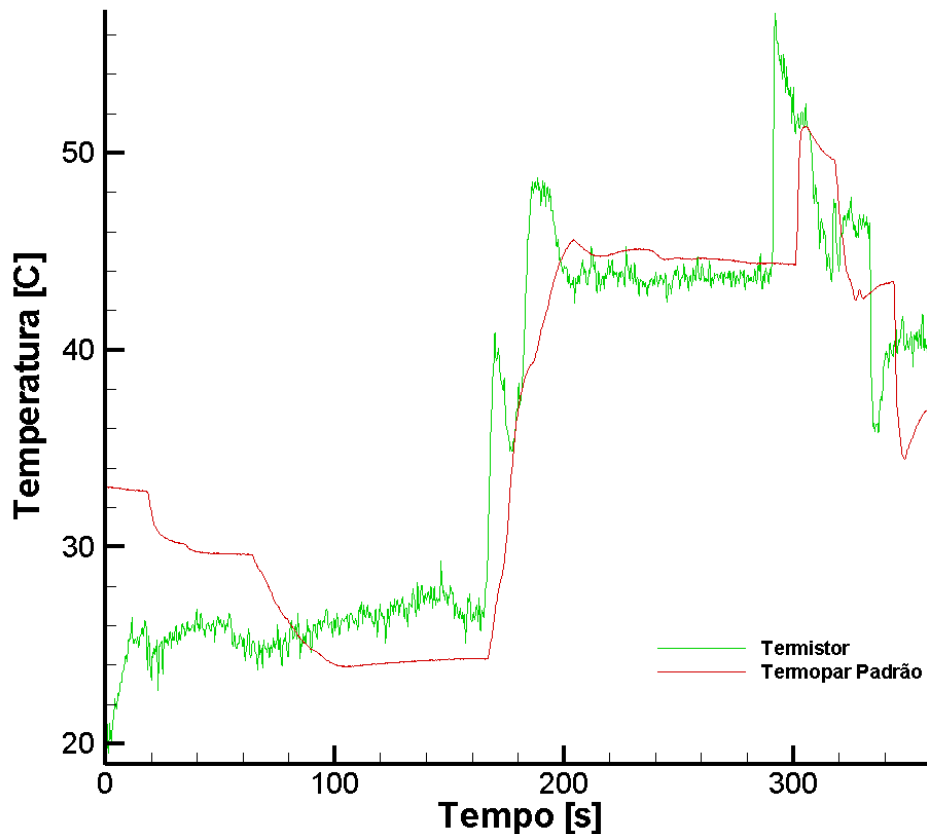
Figura 28 - Gráfico de temperatura da amostra 1 mm em latão



Fonte: Autoria Própria (2022)

Por fim, na Figura 29 tem-se um gráfico de temperatura cujo ensaio foi realizado sem a existência de um corpo de prova.

Figura 29 - Gráfico de temperatura do termopar padrão e do termistor



Fonte: Autoria Própria (2022)

Neste caso os testes foram realizados visando compreender como a temperatura seria lida pelos sensores se ambos estivessem em contato direto com o meio, ou seja, aqui não há a influência da transferência de calor entre o corpo de prova e o termistor.

Para este ensaio o reservatório de água ficou totalmente vazio e a água foi adicionada pouco a pouco com temperaturas variadas.

É possível notar no início que a temperatura do termopar encontra-se medindo algo em torno de 32 graus Celsius enquanto que a temperatura do termistor encontra-se em torno de 20 graus Celsius, isso ocorre devido ao fato de que todos os ensaios foram realizados antes deste, e o termopar padrão tem um corpo metálico que faz com que o mesmo retenha calor, assim, o ensaio propriamente dito pode ser considerado a partir dos 100 segundos, onde há um certo nivelamento nas temperaturas.

Assim, é possível verificar que tanto o termopar padrão quanto o termistor tiveram comportamentos semelhantes durante todo o período de testes, isso mostra que embora seja um elemento sensor de baixíssimo custo, o termistor tem capacidade de realizar a função de medir temperatura de maneira muito satisfatória.

Por fim, vale a pena frisar que todos os testes foram realizados com o termopar padrão em contato com o meio, o que o torna mais preciso em suas medições, enquanto que na maior parte dos ensaios o termistor trabalhou internamente ao dispositivo, fazendo com que houvesse um leve atraso nas medições de temperatura.

4.3 Ensaio complementares

Durante a elaboração deste trabalho, foi encontrado em outro país a existência de um sensor semelhante ao proposto neste trabalho, assim, foram realizados testes de pressão utilizando este sensor já comercializado em conjunto com os testes de pressão mencionados anteriormente.

Ao se tratar deste modelo de sensor em questão, tem-se dois modelos de sensor da empresa YuTech. Primeiramente foram utilizados dois sensores, um de pressão e outro de temperatura. A Fotografia 16 mostra os sensores da YuTech, de pressão e de temperatura respectivamente.

Fotografia 16 - Sensores YuTech modelo Antigo



Fonte: Autoria Própria (2022)

Infelizmente estes sensores não funcionaram nos ensaios preliminares, e após contato com a fabricante, foi constatado que os mesmos estavam com defeitos em sua programação. Assim, a empresa YuTech enviou novos modelos de sensores para

a realização de novos testes. Com isso foi utilizado nos ensaios o sensor demonstrado na Fotografia 17.

Fotografia 17 - Sensor YuTech modelo Atualizado

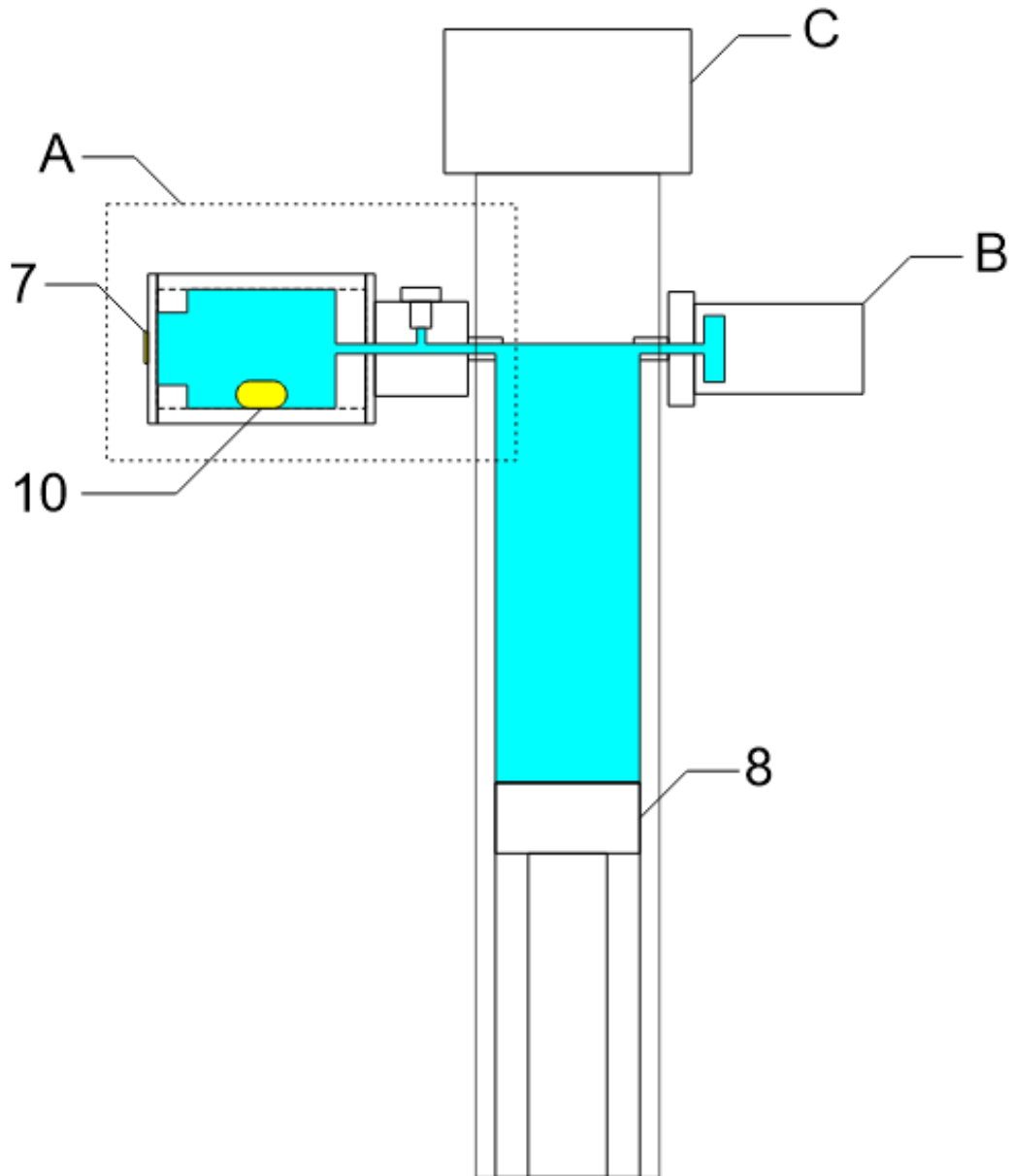


Fonte: Autoria Própria (2022)

Este sensor possui o corpo feito em algo semelhante à resina cristal. Assim é possível ver alguns elementos em seu interior, como é o caso da bateria, um pequeno módulo de carregamento indutivo e uma placa controladora. Em relação aos elementos sensores utilizados, não é possível visualizar com clareza, mas por ser um modelo já comercial, o interessante é que pode ser visto como uma validação da ideia de sensor proposta neste trabalho. Ou seja, é sim possível realizar a produção em massa do dispositivo proposto por este trabalho.

A Figura 30 ilustra o ambiente de ensaios de pressão, nele é possível notar a presença do sensor da YuTech (10) acondicionado dentro da unidade experimental.

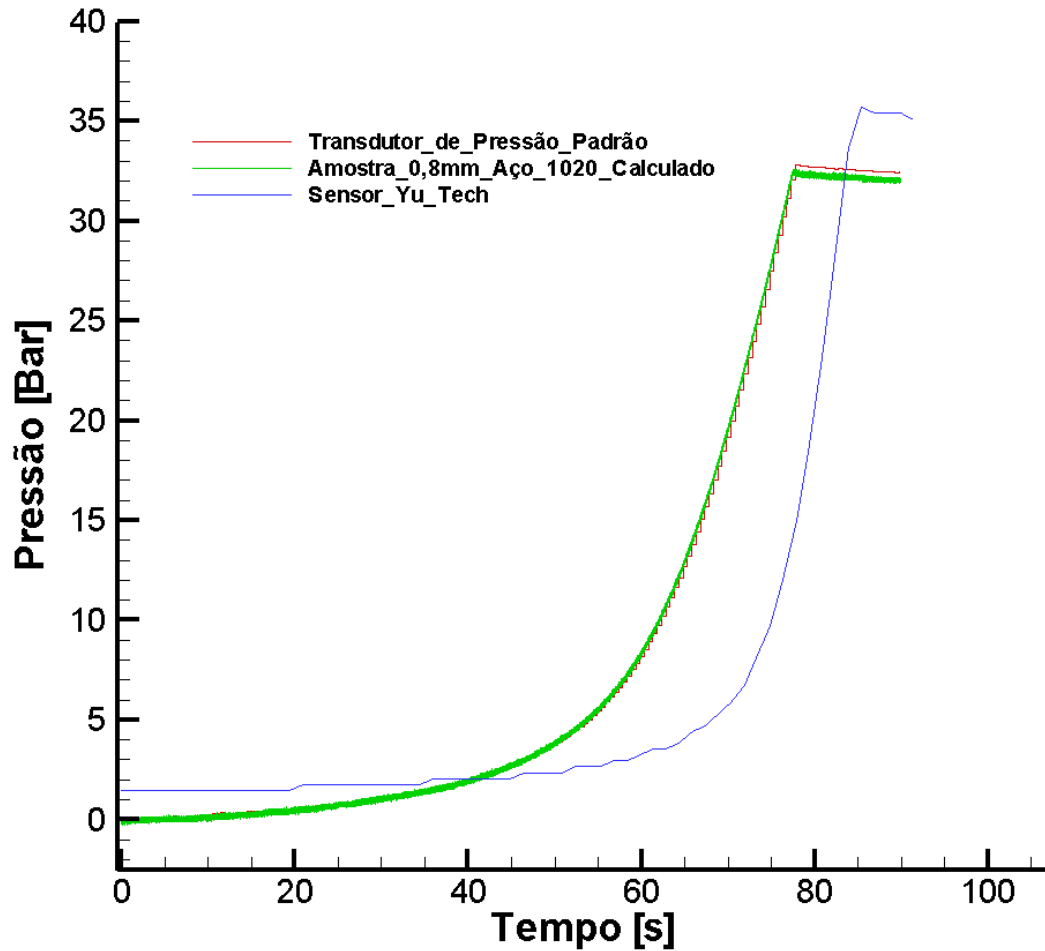
Figura 30 - Desenho esquemático da unidade de ensaio de pressão com sensor da YuTech



Fonte: Autoria Própria (2022)

Em relação aos resultados obtidos, é possível observar na Figura 31 que o sensor da Yutech se mostrou funcional e realiza a função de medição de pressão, porém, com ressalvas em relação ao tempo de medição.

Figura 31 - Gráfico de pressão



Nota: São vistas curvas de pressão do transdutor padrão, do extensômetro calculado e dos resultados do sensor comercial YuTech

Fonte: Autoria Própria (2022)

Foi observado que o sensor da YuTech apresenta um atraso na leitura, o que pode significar uma possível incapacidade de detectar variações muito bruscas na pressão.

Um ponto semelhante entre os sensores da Yu Tech e os dispositivos propostos por este trabalho, como visto na Fotografia 18 é o funcionamento do dispositivo de carga da bateria, que conta com uma base de carregamento indutivo, porém, neste caso trata-se de uma base mais complexa também utilizada como unidade de aquisição de dados, enquanto que o dispositivo fruto deste trabalho utiliza da tecnologia bluetooth para realizar a transmissão de dados.

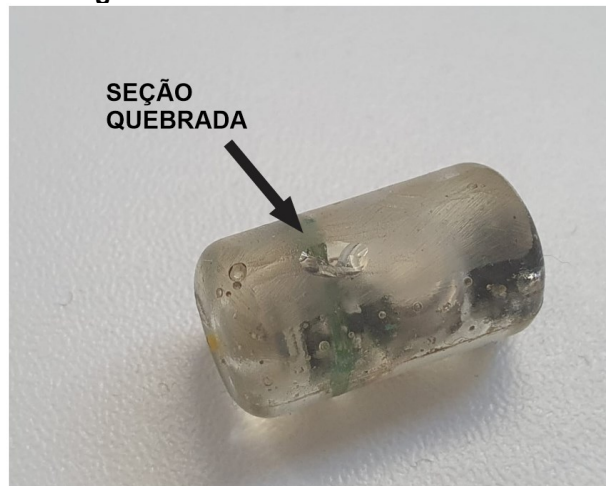
Fotografia 18 - Base de carregamento e acionamento dos sensores YuTech



Fonte: Aatoria Própria (2022)

Deve ser evidenciado também que no primeiro teste realizado com uso do sensor da Yu Tech, o mesmo não suportou a pressão de 30 bar imposta pela bomba e mostrou uma marca em seu corpo e não realizou nenhum tipo de medição Fotografia 19.

Fotografia 19 - Avaria em sensor da YuTech



Fonte: Aatoria Própria (2022)

É possível que esse problema de trinca tenha sido resultado do processo de fabricação, visto que o corpo do sensor apresenta diversas bolhas em seu interior, o que pode ter fragilizado a peça e ter levado a esse problema.

Por fim, um ponto negativo que deve ser levado em consideração é em relação à transmissão de dados do dispositivo que só pode ser feito aproximadamente 24 horas após sua utilização, o que não cumpre necessariamente a função de agilizar o processo de tomada de decisão por parte dos operadores.

5 CONCLUSÃO

No trabalho foram realizadas uma revisão bibliográfica e uma fundamentação teórica acerca dos assuntos correlatos à exploração de petróleo e gás, com isso foi visto que há uma necessidade de informações sobre o ambiente ao qual as operações estão submetidas, tanto para tornar a operação mais viável, quanto para tornar as operações mais seguras e com o menor custo possível.

Tendo isso em vista, foi proposto o desenvolvimento do dispositivo de medição de temperatura e pressão para auxiliar na detecção de possíveis pontos de fratura dentro do poço durante as operações de perfuração.

Por meio dos ensaios realizados, foi possível compreender mais sobre o comportamento dos elementos sensores propostos como base para a aquisição dos dados de temperatura e pressão, além de poder determinar qual o melhor material para a confecção do dispositivo.

Assim, em vista dos resultados extraídos, foi possível determinar que o dispositivo se mostrou funcional tanto para captação de informações de pressão como para aquisição de informações de temperatura, e é esperado que o mesmo se repita para altas pressões e temperaturas, visto que o material utilizado para a confecção do corpo do dispositivo (Aço 1020) resiste à altas pressões e também o termistor utilizado é capaz de resistir à altas temperaturas, condições comumente encontradas em meio à operações de perfuração de poços.

Por fim, como foi possível realizar ensaios com um sensor já comercial, isso mostrou a viabilidade da fabricação em larga escala do dispositivo proposto por este trabalho.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Após os ensaios e análises realizadas no presente trabalho, propõe-se para trabalhos futuros:

- Realizar novos ensaios e avaliar o comportamento dos elementos sensores para outros materiais;
- Avaliar a possibilidade de instalar internamente ao dispositivo um sistema de telemetria capaz de realizar a conexão simultânea entre diversos sensores de forma que ao realizar uma medição em campo, se utilizados em conjuntos de três ou mais

dispositivos, estes seriam capazes de trazer consigo informações suficientes para produzir um modelo próximo à um modelo tridimensional do interior do poço;

- Realizar testes em unidades experimentais que sejam capazes de simular o ambiente de um poço para avaliar a frequência de batidas nas paredes, de maneira que seja possível estruturar uma espécie de filtro para desconsiderar essa influência nos dados obtidos;

- Com a aplicação de telemetria entre os dispositivos, avaliar a possibilidade de detectar a presença de incrustações em dutos de água, visto que os resultados podem sofrer alteração de pressão com a presença de incrustações, ou seja, antes de uma incrustação é esperado que a pressão sofra um aumento gradual enquanto que no instante que o dispositivo passa pela seção de incrustação é esperado uma queda brusca na pressão.

REFERÊNCIAS

- AGOSTINI, C. E. **Modelagem da Dinâmica e Análise de Vibrações de Colunas de Perfuração de Poços de Petróleo em Operações de Backreaming**. 278 p. Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo. São Carlos. 2015.
- AMORIM, L.; FARIAS, K.; VIANA, J.; BARBOSA, M.; PEREIRA, E.; FRANÇA, K.; LIRA, H.; FERREIRA, H. **Fluidos de perfuração à base de água. Parte I: efeitos de aditivações poliméricas nas propriedades reológicas Cerâmica**. 51p. Departamento de Engenharia de Materiais - Universidade Federal de Campina Grande. 10.1590/S0366-69132005000200010. 2005.
- ANDOLFATO, R.P.; CAMACHO, J. S.; BRITO, G. A. **Extensometria básica**. 45p. Núcleo de Ensino e Pesquisa da Alvenaria Estrutural - Universidade Estadual de São Paulo, Ilha Soleira. 2004. (Boletim Técnico).
- BRITO, J. P. V. A. **Técnicas de perfilagem aplicadas em poços horizontais**. Trabalho de conclusão de curso – Departamento de Engenharia Química e de Petróleo. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2022.
- CARNEIRO, G. R.; IOT, A.; Smart Window – **Sensor de Janelas para a IOT**. Guarapuava. 2017.
- DE CASTRO, W. R.; FIALHO, E. S.; CAVALHIERE, M. V.; JUNIOR, I. R. C.; LOPES, P. H. S. **Tecnologia de transmissão de energia sem fio (wireless power transfer)**. Revista Mythos, 15(1), 105-117. 2021.
- ECCARD, L. S.; QUARTO L. C.; SOUZA, M. F. S.; QUARTO, J. V. C.; MUNIZ, V. F. S. G. **Análise de Parâmetros dos Fluidos de Perfuração de Poços de Petróleo**. Revista Transformar, v12, n. 2, p. 124, 2019.
- CHIEZA, C. P.; BRAGA, A. M. B. (Orientador); PLÁCIDO, J. C. R. (Co-orientador). **Diagnósticos de problemas operacionais durante a perfuração de poços de petróleo**. 2011. 151p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. 2011.
- DA COSTA, D. O. **Tecnologia dos métodos de controle de poço e blowout**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2011.
- DARLEY, H. C. H. e GRAY, G. R., **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. Houston: Gulf Publishing Company, 643 p.,1988.

FAGUNDES, F.M. **Estudo da Estabilidade da Suspensão Constituinte do Fluido BrMul/Petrobras**, Dissertação (Mestrado), Uberlândia, 2015.

FILHO, P. P. R. **Microcontroladores PIC Linguagem C utilizando CCS para leigos**. Ed. 1. Maracanaú: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE, 2014.

GUADAGNINI, P. H.; BARLETTE, V. E. **Um termômetro eletrônico de leitura direta com termistor**. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 27, p. 369-375, 2005.

GILL, J. A. **Well logs reveal true pressures where drilling responses fail**. Oil Gas J., (United States), v. 85, n. 11, 1987.

GRAFF, R.L.; VARNADO, S.G. **“Use of Data Center and Telecommunications in Drilling Operations and Engineering”**. In: International Meeting of Petroleum Engineering, 1986, China: Paper SPE 14068.

HBK COMPANY. Hbm an hbk company. **Transdutores de pressão**. Disponível em: < <https://www.hbm.com/pt/7646/o-que-e-um-sensor-de-pressao/>>. Acesso em: 13 de ago. de 2021.

HONÓRIO, M. C. **Qualidade dos dados transmitidos durante a perfuração de poços de petróleo**. 2007. 128p. Dissertação de Pós-Graduação em Engenharia da Energia – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá. 2007.

HSU, K.; BRIE, A.; PLUMB, R. A. **Method and apparatus for detecting and evaluating borehole wall fractures**. Depositante: Schlumberger Technology Corporations. N. 04870627. Depósito: 26 dez. 1984. Concessão: 26 set. 1989.

JÚNIOR, L. G. M. F.; SILVA, D.; DUENHAS, L. H.; BOTREL, T. A. **Construção e calibração de um manômetro de leituras digital microprocessado**. Irriga, v. 11, n. 4, p. 492-499, 2006.

MAGALHÃES, R. R. **Avaliação do uso da extensometria na análise de tensões residuais de soldagem**. 2008.

MALERBA, P. C. C.; GUARNIERI, F. L.; BARROS, J. **Aplicação da extensometria através de Strain Gage: Elaboração de uma célula de carga com sistema de aquisição de dados computadorizado**.

MONTEIRO, H. L. S. **Análise de desempenho de diferentes leis de controle de vibrações torcionais em colunas de perfuração de poços de petróleo.** Tese de Doutorado – Universidade de São Paulo. São Carlos. 2012.

MCROBERTS, M. **Arduino básico.** Novatec Editora, 2018.

MINELA, S. N. et al. **Extensometria: estudo e aplicação.** Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2017.

MOHAMMADI, A. R.; BENNINGTON, C. P. J.; CHIAO, M. **Development of a combined piezoresistive pressure and temperature sensor using a chemical protective coating for Kraft pulp digester process monitoring.** Journal of Micromechanics and Microengineering, v. 21, n. 1, p. 015009, 2010.

OHARA, S. **Perfuração de Poços: Parte 3 - Controle de poço.** Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

OLIVEIRA, S. E. D. **Transdutor de pressão diferencial: estudo e desenvolvimento.** 1984.

OPTDRILL. **Optdrill - Bottom Hole Assembly.** [N.a.]. Disponível em: <<http://optidrill.com/bottom-hole-assembly/>>. Acesso em: 8 ago. 2021.

IRAMINA, W. S. **Fluidos de Perfuração.** São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2016. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1822177/mod_resource/content/1/Aula%205.pdf. Acesso em: 07 de agosto de 2021.

LEITE, S. S. et al. **ENSAIO DE TRAÇÃO E METALOGRAFIA DO AÇO SAE 1020.** Revista Engenharia em Ação UniToledo, v. 2, n. 1, 2017.

LUMMUS, J.L. & Azar, J.J. **Drilling Fluids Optimization A Practical Field Approach,** PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MAGZOUN, M. **Development of polymer gel systems for lost circulation treatment and wellbore strengthening.** Norman, Oklahoma, 2021.

NUNES, F. **Petrobras quer reduzir em 30% custos com poços do campo de Búzios, no pré-sal.** Terra, 2020. Disponível em: <https://www.terra.com.br/economia/petrobras-quer-reduzir-em-30-custos-com-pocos-do-campo-de-buzios-no-pre-sal,f41f64de95df57eface66541e216b45byvf0k9lh.html>. Acesso em: 05, novembro de 2022.

PANDOLFO, D. **Estudo da tenacidade ao impacto de um aço SAE 1020 submetido a tratamentos térmicos.** Porto Alegre. Trabalho de Conclusão de Curso, PUCRS, 2009.

PAZ, L. J. L. **Perfuração com uso de revestimento (Casing While DrillingCWD).** 2013. Universidade Federal Fluminense. 2013.

PEREIRA, F. **Microcontroladores PIC: programação em C.** Saraiva Educação SA, 2007.

PIRES, D. P. L.; AFONSO, J. C.; CHAVES, F. A. B. **A termometria nos séculos XIX e XX.** Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 28, p. 101-114, 2006.

PIERRI, L. C. **Desenvolvimento de transdutor de pressão aplicável em câmaras de compressão de pequeno volume.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. 2012.

REBOLLO C.; **Introdução à Linguagem C.** Centro Nacional de Alto Desempenho – CENAPAD-SP, 2013.

RIBEIRO, S. L. **Fluidos de perfuração, completação e estações de fluidos.** 70p. Trabalho de conclusão de curso – Departamento de engenharia química, UFRN. Natal. 2013.

ROMANÓ, J. L. **Modelo numérico para determinação de zonas de perda de circulação de fluido de perfuração em poços de petróleo.** Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2017.

SANTANA, J. S. DE CAMPOS, Henrique Torres; CARDOSO, Elisangela Silvana. **KICK E BLOWOUT NA EXPLOTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO–UMA REVISÃO.** REVISTA DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA, v. 13, n. 2, 2021.

SANTOS, M. B. **Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração.** Revista de divulgação do projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense, v. 2, n. 1, p. 121-127, 2012.

SANTOS, O. L. A. **Segurança de poço na perfuração.** São Paulo: Blucher, 2014.

SELLEY, R. C.; SONNENBERG, S. A. **Elements of petroleum geology**, 3ed. Academic Press, 2014. 528p.

SERRA, A.C.S. **A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos.** Rio de Janeiro: Tese (Doutorado) - UFRJ, 2003. 163p.

SILVA, A. L. V. C.; MEI, Paulo Roberto. **Aços e Ligas especiais. 3. ed.** São Paulo: Blucher, 2010.

SIQUEIRA, V. S. M. **Sistema especialista para detecção antecipada de aprisionamento de coluna de perfuração de poços de petróleo.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Controle de Automação) - Instituto Federal do Espírito Santo, 84p. Serra, 2022.

SOUZA, L. Z. **Estudo do Estado da Arte da Perfuração Direcional de Poços de Petróleo.** 2011. 134p. Trabalho de conclusão de curso, Departamento de Engenharia Mecânica - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2011.

SOUZA, B. V. P., SANTOS, F. C. de O. N., RODRIGUES, F. C., FILHO, M. C. S., SOUZA, M. V. C. S., FEITOSA, P. H., DIAS, Y. M. S., & SILVA, M. de J. (2012). Perfurações de poços de petróleo métodos e equipamentos utilizados. **Caderno De Graduação - Ciências Exatas E Tecnológicas** - UNIT - SERGIPE, 1(1), 103–108. Recuperado de <https://periodicos.set.edu.br/cadernoexatas/article/view/212>

TAVARES, R. M. **Interpretação e Análise de Dados de Perfuração em Poços de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 129p. Dissertação (Mestrado), 2006.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHANDO, J. C. V.; FILHO, J. E. S.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEIA, P. C. V. M; CARVALHO, R. S.; BARRAGAN R. V. **Fundamentos de Engenharia do Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VALDES, F.; ARENY, R. P. **Fundamentos e aplicações de microcontroladores com PIC.** Marcombo, 2007.

VIDAL, J. L. A.; JUNIOR, M.F. S.; FREITAS, R. M.; BRAGA, A. M. B.; VALENTE, L. C. G.; REGAZZI, R. D.; RBEIRO, A. S.; FERREIRA, L. H. T. F.; LOURENZO, J. L. S. **Transdutor óptico para medida simultânea de pressão e temperatura em poços de petróleo e método para dita medida.** Depositante: PETROLEO BRASILEIRO S.A – PETROBRAS. n. PI0403240-3 B1. Depósito: 10 ago. 2004. Concessão: 07 dez. 2016.

WEBER, A. L. **Metrologia e Instrumentação.** UCS Departamento de Engenharia Mecânica. UFPR, 2008. – Disponível em:

http://ftp.demec.ufpr.br/disciplinas/TM117/Arquivos%20H%E9lio/Strain_gauge%20extensometria.pdf acessado 03/08/2021.

WOODS HOLE OCEANOGRAPHIC INSTITUTION. Oil In The Ocean. 2014.
Disponível em: <whoi.edu/oil/ixtoc-l>. Acesso em: 6 ago. 2021.

ZILVES, E. G. **Projeto e construção de um anemômetro térmico com sensor termistor**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2019