

## *Monografia de Graduação*

# **CONFIABILIDADE METROLÓGICA NA MEDIÇÃO DA GRANDEZA TEMPERATURA PARA DETERMINAÇÃO DE SEDIMENTOS BÁSICOS E ÁGUA DO PETRÓLEO**

**Paulo Alison Sousa Pessoa**

**Natal, fevereiro de 2007**

**CONFIABILIDADE METROLÓGICA NA MEDIÇÃO DA GRANDEZA  
TEMPERATURA PARA DETERMINAÇÃO DE SEDIMENTOS  
BÁSICOS E ÁGUA DO PETRÓLEO**

Paulo Alison Sousa Pessoa

Orientador: Prof. Dr. George Santos Marinho

---

Paulo Alison Sousa Pessoa

---

Prof. Dr. George Santos Marinho

NATAL RN  
FEVEREIRO 2007

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, primeiramente, por está comigo em todas as situações da minha vida.

A meus pais e as minhas irmãs que estiveram sempre do meu lado.

Aos meus familiares, aos que me amam e a todos que colaboraram direta ou indiretamente na para eu chegasse até aqui.

Ao professor George S. Marinho pela paciência e sabedoria em sua orientação.

Aos professores Luiz Pedro e Walter Link e a todos que fazem parte do Laboratório de Metrologia/NTI/UFRN.

A professora Rosângela Balabam e a bolsista Mariane Vieira do Laboratório de Polímeros/UFRN pela realização das medições de BSW.

Aos amigos que fiz durante todo esse tempo na UFRN.

A todos com quem convivi durante esse período no Laboratório de Transferência de Calor/NTI/UFRN.

A Agência Nacional do Petróleo pela bolsa concedida e pelo suporte financeiro para a realização deste trabalho.

## SUMÁRIO

	Pág.
<b>LISTA DE SÍMBOLOS .....</b>	<b>vii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>ix</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>xi</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>xii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xii</b>
<b>1.0 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>01</b>
<b>1.1 – OBJETIVOS .....</b>	<b>02</b>
<b>1.2 – ESTRUTURA DA MONOGRAFIA .....</b>	<b>02</b>
<b>2.0 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>03</b>
<b>2.1 – PETRÓLEO .....</b>	<b>03</b>
<b>2.2 – BSW (BASIC SEDIMENTS AND WATER).....</b>	<b>04</b>
<b>2.2.1 – TÉCNICAS DE OBTENÇÃO DO BSW .....</b>	<b>05</b>
<b>2.2.2 – MEDIÇÃO DA VAZÃO DE ÓLEO E OBTENÇÃO DO BSW.....</b>	<b>06</b>
<b>2.2.3 – DETERMINAÇÃO DO BSW A PARTIR DA PRESSÃO ESTÁTICA             DO FLUIDO.....</b>	<b>08</b>
<b>2.2.4 – AGENTES EMULSIFICANTES .....</b>	<b>09</b>
<b>2.3 – TEMPERATURA.....</b>	<b>09</b>
<b>2.3.1 – TERMOPAR.....</b>	<b>12</b>
<b>2.4 – DENSIDADE.....</b>	<b>15</b>
<b>2.5 – CÁLCULO DE INCERTEZA DE MEDIÇÃO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.5.1 – TIPOS DE INCERTEZA.....</b>	<b>17</b>
<b>2.5.1.1 – INCERTEZA PADRONIZADA .....</b>	<b>17</b>
<b>2.5.1.1.1 – AVALIAÇÃO DO TIPO A.....</b>	<b>17</b>
<b>2.5.1.1.2 – AVALIAÇÃO DO TIPO B.....</b>	<b>18</b>
<b>2.5.1.2 – INCERTEZA COMBINADA.....</b>	<b>19</b>
<b>2.5.1.3 – INCERTEZA EXPANDIDA .....</b>	<b>20</b>
<b>2.5.2 – FATOR DE ABRANGÊNCIA .....</b>	<b>21</b>
<b>2.5.3 – ROTEIRO PARA AVALIAÇÃO DA INCERTEZA DE MEDIÇÃO.....</b>	<b>22</b>

	<b>Pág.</b>
<b>3.0 – METODOLOGIA.....</b>	<b>23</b>
<b>3.1 – FABRICAÇÃO DE TERMOPAR .....</b>	<b>23</b>
<b>3.2 – CALIBRAÇÃO DE TERMOPAR.....</b>	<b>26</b>
<b>3.2.1 – O MENSURANDO E SUAS CARACTERÍSTICAS .....</b>	<b>27</b>
<b>3.2.2 – O PADRÃO E SUAS CARACTERÍSTICAS .....</b>	<b>27</b>
<b>3.2.3 – PROCEDIMENTO.....</b>	<b>28</b>
<b>3.2.4 – DEFINIÇÃO DAS GRANDEZAS DE INFLUÊNCIA.....</b>	<b>28</b>
<b>3.2.5 – GRÁFICO ESPINHA DE PEIXE (DIAGRAMA DE ISHIKAWA) .....</b>	<b>29</b>
<b>3.3 – MEDIÇÃO DE BSW .....</b>	<b>29</b>
<b>4.0 – RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>33</b>
<b>4.1 – BANCADA DE COMPROVAÇÃO DAS LEIS DOS TERMOPARES .....</b>	<b>33</b>
<b>4.2 – CÁLCULO DE INCERTEZA DE MEDIÇÃO DE TERMOPAR.....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.1 – MODELO MATEMÁTICO.....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.2 – PLANILHA DO CÁLCULO DE INCERTEZA DE MEDIÇÃO .....</b>	<b>36</b>
<b>4.3 – ANÁLISE DA INCERTEZA DE MEDIÇÃO DE TEMPERATURA EM         FUNÇÃO DO MÉTODO DE FABRICAÇÃO DE TERMOPAR.....</b>	<b>40</b>
<b>4.4 – COMPARAÇÃO DOS VALORES DE BSW OBTIDOS EM CAMPO         E NA UFRN.....</b>	<b>43</b>
<b>5.0 – CONCLUSÃO.....</b>	<b>46</b>
<b>6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>47</b>
<b>7.0 – ANEXO.....</b>	<b>49</b>

## LISTA DE SÍMBOLOS

BSW	Basic sediments and water (sedimentos básicos e água)
ISO	International Organization for Standardization
REDIC	Rede Cooperativa de Pesquisa Norte-Nordeste em Instrumentação e Controle
RGO	razão gás-óleo
RAO	razão água-óleo
BSW <sub>e</sub>	BSW da emulsão
Q <sub>o</sub>	vazão de óleo
Q <sub>b</sub>	vazão bruta
P	pressão hidrostática (kg/cm <sup>2</sup> )
h	altura (m)
ρ <sub>a</sub>	peso específico da água
ρ <sub>o</sub>	peso específico do óleo
d <sub>a</sub>	densidade da água
d <sub>o</sub>	densidade do óleo
CIPM	Comitê Internacional de Pesos e Medidas
ITS – 90	Escala Internacional de Temperatura de 1990
K	“Kelvin”
f.e.m	força eletromotriz
t	temperatura
E	f.e.m. produzida em volts
S <sub>a</sub> , S <sub>b</sub>	coeficientes de Seebeck dos condutores <i>a</i> e <i>b</i> .
IEC	Comissão Internacional de Eletrotécnica
SI	Sistema Internacional de Unidades
API	American Petroleum Institute
u	Incerteza padrão
u <sub>c</sub>	Incerteza combinada
U	Incerteza expandida
s	desvio padrão
x	variável aleatória
$\bar{x}$	média
S(x)	desvio padrão experimental

$S(\bar{x})$	desvio padrão experimental da média de x
$\nu_{ef}$	número de graus de liberdade efetivos
N	número total de fontes de incertezas analisadas
k	fator de abrangência
LTC	Laboratório de Transferência de Calor
NTI	Núcleo de tecnologia Industrial
RBC	Rede Brasileira de Calibração
V	porcentagem em volume de água e sedimentos da amostra
$V_s$	volume de água e sedimentos no tubo, em milímetros
$V_t$	volume da amostra no tubo, em milímetros;

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1</b> – Ilustração do aprisionamento do petróleo conforme as formações geológicas. (Fotocópia das aulas de Introdução à Engenharia do Petróleo).....	04
<b>Figura 2</b> – Tanque cilíndrico contendo hidrocarbonetos.....	08
<b>Figura 3</b> – Casa do cilindro de gás do LTC-UFRN.....	24
<b>Figura 4</b> – Fonte de alimentação do banco de capacitores do LTC-UFRN.....	24
<b>Figura 5</b> – Circuito elétrico do banco de capacitores (Lombardi et al, 1983).....	25
<b>Figura 6</b> – Banco de capacitores do LTC-UFRN .....	25
<b>Figura 7</b> – Câmara de soldagem .....	25
<b>Figura 8</b> – Detalhes da câmara de soldagem .....	26
<b>Figura 9</b> – Microscópio óptico do LTC-UFRN para verificação de junções de termopares..	26
<b>Figura 10</b> – Comparação das juntas sem e com a aplicação do gás respectivamente .....	26
<b>Figura 11</b> – Medidor de temperatura.....	27
<b>Figura 12</b> – Calibrador Presys (T-350P) .....	27
<b>Figura 13</b> – Manuseio do T-350P, escolhendo o tipo de instrumento para entrada.....	27
<b>Figura 14</b> – Termopar inserido no insert com as esferas de aço .....	28
<b>Figura 15</b> – PROBE do banho térmico tipo bloco seco (T-350P).....	28
<b>Figura 16</b> – Diagrama causa-efeito.....	29
<b>Figura 17</b> – Materiais para realiza a medição de BSW .....	30
<b>Figura 18</b> – Banho termostático .....	30
<b>Figura 19</b> – Centrífuga com controle de temperatura.....	31
<b>Figura 20</b> – Leitura do teor de água e sedimentos em tubos cônicos para centrifugação ASTM de 100 ml .....	32
<b>Figura 21</b> – 1ª lei dos termopares .....	33
<b>Figura 22</b> – 2ª lei dos termopares .....	33
<b>Figura 23</b> – 3ª lei dos termopares .....	33
<b>Figura 24</b> – 4ª lei dos termopares .....	34
<b>Figura 25</b> – 5ª lei dos termopares .....	34
<b>Figura 26</b> – Associação em série .....	34
<b>Figura 27</b> – Associação em paralelo.....	35
<b>Figura 28</b> – Termopares diferenciais.....	35

<b>Figura 29</b> – Bancada de experimento de termopares.....	<b>35</b>
<b>Figura 30</b> – Câmara de aquecimento e placa com termopares .....	<b>40</b>
<b>Figura 31</b> – Gráficos das curvas de aquecimento dos termopares.....	<b>42</b>
<b>Figura 32</b> – Amostras depois de realizado o experimento .....	<b>43</b>

## LISTA DE TABELAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabela 1</b> – Medição de temperatura (STONIER, 2003).....	<b>11</b>
<b>Tabela 2</b> – Faixas usuais de trabalho (BORCHARDT & GOMES, 1979).....	<b>14</b>
<b>Tabela 3</b> – Coeficiente de Student.....	<b>21</b>
<b>Tabela 4</b> – Relação entre distância, força centrífuga relativa e rotações por minuto .....	<b>31</b>
<b>Tabela 5</b> – Aproximação de leitura.....	<b>32</b>
<b>Tabela 6</b> – Dados da calibração do termopar.....	<b>36</b>
<b>Tabela 7</b> – Média e desvio padrão .....	<b>37</b>
<b>Tabela 8</b> – Planilha de cálculo de incerteza.....	<b>39</b>
<b>Tabela 9</b> – Calibração dos termopares.....	<b>41</b>
<b>Tabela 10</b> – Valores obtidos do volume combinado de água e sedimentos .....	<b>43</b>
<b>Tabela 11</b> – Média dos valores obtidos do volume combinado de água e sedimentos .....	<b>43</b>
<b>Tabela 12</b> – Relatório de resultados de água e sedimentos .....	<b>44</b>

## RESUMO

No presente trabalho descreve-se a fabricação e calibração de instrumentos de medição de temperatura, além da análise do cálculo de incerteza de medição, para garantir a confiabilidade metrológica na medição da grandeza temperatura na determinação de BSW do petróleo. Por meio da análise da incerteza de medição obteve-se um modelo matemático, que representasse as variáveis presentes no processo de calibração do instrumento, e uma planilha de cálculo de incerteza, que determinava as exatidões das medições. Ainda efetuou-se medição de BSW do petróleo para comparar os valores obtidos no laboratório com os fornecidos pelo fornecedor. Devido a esse trabalho teve-se como resultado a criação de uma bancada de experimentos de termopares, para comprovação das leis e ligações de circuitos especiais realizados por esse instrumento. E análise de incerteza em função do método de fabricação de termopares que disponibilizou tabelas e gráficos para a escolha da forma de unir as junções dos fios que forma o par termoelétrico. Além de garantir a confiabilidade metrológica do medidor de temperatura para a realização da medição e determinação de BSW.

Palavras chave: termopar, temperatura, BSW.

## 1. INTRODUÇÃO

O acompanhamento da produção de um poço de petróleo passa necessariamente por um processo periódico das medidas de sua vazão, inserindo-se também, nesse processo, as medidas de BSW do mesmo, para que se tenham condições de fazer um levantamento futuro do potencial de estoque desse poço produtor.

Dentre as metodologias utilizadas para monitoração da vazão, citam-se o princípio de micro-ondas e o de aceleração de Coriolis, ambos diretamente dependentes da densidade do fluido em escoamento. Nesse método, o BSW é medido a partir de amostras coletadas na cabeça do poço e enviadas ao laboratório para esse fim. Outro método é o de amostras coletadas em tanques, onde a vazão é determinada pela razão de variação do volume do tanque pelo tempo correspondente, já o BSW é baseado na medição da pressão hidrostática e no conhecimento das densidades da água e da emulsão água-óleo.

Diante do exposto, são indiscutíveis a importância das grandezas dimensionais temperatura e densidade no processo de determinação da vazão e cálculo do BSW na produção de petróleo, uma vez que os problemas encontrados nessas duas áreas se devem basicamente ao fato do fluxo a ser medido ser multifásico, descontínuo e apresentar variação de propriedades (ex: densidade e viscosidade) em função do campo produtor, além de variarem com a temperatura e a pressão.

A temperatura é uma grandeza física fundamental que influencia toda a cadeia do processo produtivo e tem reflexos, direta ou indiretamente, na qualidade de produtos e serviços. Seu caráter intensivo torna sua medição difícil, exigindo conhecimento e domínio pleno sobre o sistema metrológico utilizado.

Para medição de temperatura, quer na indústria quer na pesquisa, é generalizado o uso de termopares devido à sua simplicidade, resistência, baixo custo, flexibilidade de aplicação e por cobrir uma ampla faixa de temperaturas, o que faz desse sensor um dos mais difundidos.

As normas ISO-9000 e os preceitos modernos de gerenciamento da qualidade exigem a calibração dos dispositivos termométricos utilizados nas etapas críticas de desenvolvimento, produção e ensaio final dos produtos. Portanto, as calibrações devem garantir a rastreabilidade da medida e a reprodutibilidade dos resultados.

Logo, o trabalho de determinação do BSW está sujeito a incertezas no momento da medição, por esse motivo é importante ter-se domínio em cálculo da incerteza de medição para estimar a incerteza envolvida nas medições, e dessa forma assegurar o controle das

propriedades do petróleo e garantir a confiabilidade metrológica das grandezas dimensionais envolvidas no processo.

## **1.1 – OBJETIVOS**

A motivação para a realização deste trabalho é dar subsídios à indústria do petróleo por meio da fabricação de termopares, calibração de medidores de temperatura e da análise da incerteza de medição para a medição e monitoramento da grandeza temperatura em processos de determinação de BSW, que servirão de apoio aos projetos da Rede Cooperativa de Pesquisa Norte-Nordeste em Instrumentação e Controle (REDIC), além de dá suporte técnico às indústrias de petróleo e gás natural.

## **1.2 – ESTRUTURA DA MONOGRAFIA**

A presente pesquisa está organizada em quatro capítulos, que são apresentados da seguinte forma:

O capítulo 2, revisão bibliografia, apresenta um arcabouço teórico sobre estudos acerca do petróleo, BSW, as grandezas temperatura e densidade e cálculo de incerteza de medição.

O capítulo 3, metodologia, caracteriza a metodologia adotada na fabricação e calibração de termopares e no método de medição de BSW.

O capítulo 4, resultados e discussões, aborda os resultados obtidos por meio de dados, tabelas e gráficos e os analisa.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 - O PETRÓLEO

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e de cor variando entre o negro e o castanho escuro. Embora objeto de muitas discussões no passado, hoje se tem como certa a sua origem orgânica, sendo uma combinação de moléculas de carbono e hidrogênio. Admite-se que esta origem esteja ligada à transformação, sob pressão e temperatura, dos seres que compõem o plâncton – organismos em suspensão nas águas doces ou salgadas tais como protozoários, celenterados e outros – causada pela pouca oxigenação e pela ação de bactérias. Estes seres, transformados em hidrocarbonetos, ao longo de milhões de anos, se acumularam no fundo dos mares e dos lagos, sendo pressionados pelos movimentos da crosta terrestre, constituindo as atuais jazidas de petróleo em todos os continentes.

Ao contrário do que se pensa, o petróleo não permanece na rocha que foi gerado - a rocha matriz - mas desloca-se até encontrar um terreno apropriado para se concentrar. As rochas-mãe normalmente são folhelhos e contém cerca de 90 % da matéria orgânica presente nos sedimentos. O maior volume de rochas-mãe são do período jurássico-cretáceo, períodos responsáveis por mais de 70% dos recursos mundiais de petróleo. Estes terrenos são denominados bacias sedimentares, formadas por camadas ou lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários. O petróleo aloja-se nesse local, ocupando os poros rochosos formando as jazidas. Então, nessa região são encontrados o gás natural, na parte mais alta, e petróleo e água nas mais baixas. A Figura 1 ilustra como o petróleo se aloja nas rochas de acordo com as formações geológicas.

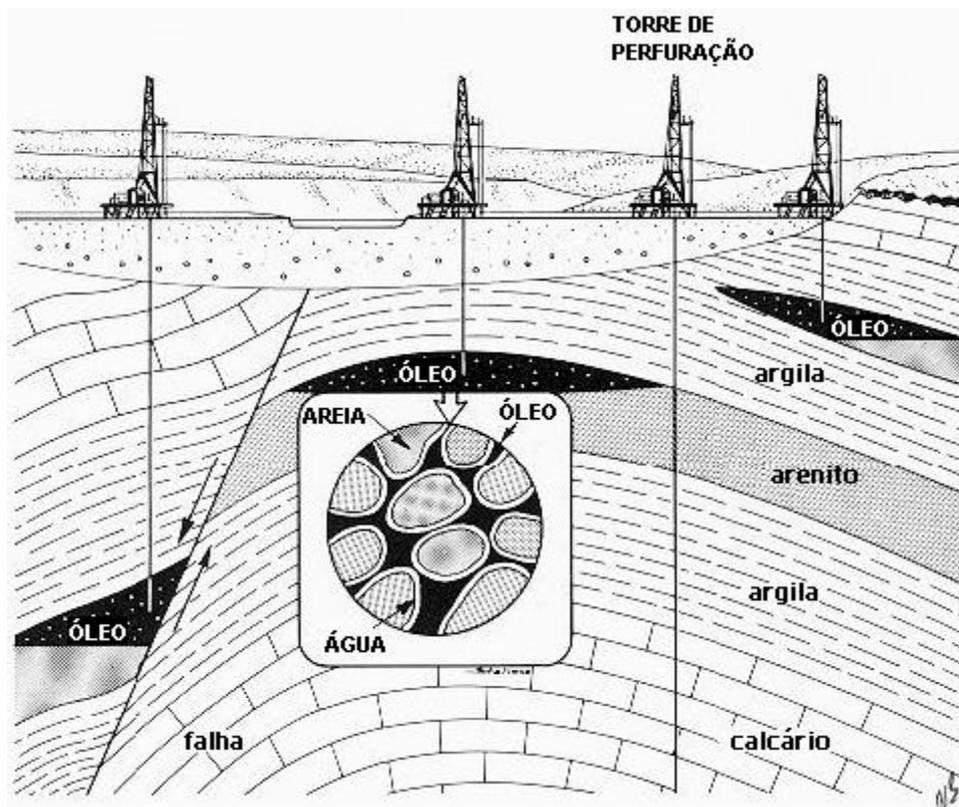


Figura 1 - Ilustração do aprisionamento do petróleo conforme as formações geológicas.  
(Fotocópia das aulas de Introdução à Engenharia do Petróleo)

## 2.2 – BSW (BASIC SEDIMENTS AND WATER)

As medições da vazão e do BSW são de fundamental importância para a engenharia de produção de petróleo, pois no processo de produção de um poço de petróleo é comum à produção simultânea de água e óleo, seja pelas próprias propriedades do reservatório de petróleo, ou como consequência da injeção de água utilizada no processo de recuperação secundária desse reservatório. Devido a isso, a quantidade de água produzida conjuntamente com o petróleo pode variar desde zero até valores próximos a 100%.

A determinação do BSW é dada através de monitoração contínua a partir de amostras coletadas na cabeça do poço, em vasos separadores, ou a partir de amostras coletadas em tanques. A forma de verificação irá depender das características de fatores como; o campo produtor, os custos envolvidos e as facilidades de produção desse campo.

### 2.2.1 – TÉCNICAS DE OBTENÇÃO DO BSW

Dentre as diversas técnicas para se obter o BSW podem ser destacadas: micro-ondas, condutividade elétrica e aceleração de Coriolis.

- Micro-ondas: esse método baseia-se na medição do comprimento e do ângulo de fase de uma onda que trafega através do fluido óleo-água. Essa onda varia de acordo com a fração de água da mistura;
- Condutividade elétrica: esse método usa um sensor indutivo, que mede a condutividade elétrica da mistura, correlacionando-a com a quantidade de água presente nessa mistura;
- Aceleração de Coriolis: esse método consiste na medição da torção, de um tubo em forma de “U”, que é proporcional à massa específica do fluido que escoar no seu interior. Nesse método é necessário conhecer as massas específicas do óleo e da água na mistura.

Esses métodos são muito sensíveis à homogeneidade da mistura e à presença de gás, além disso, os custos dos medidores que utilizam esses princípios são relativamente altos quando utilizados em poços de baixa produtividade. Dessa forma, esses medidores são indicados para instalações que têm processo primário de tratamento, poços de alta produtividade e baixa disponibilidade de espaço para instalação das facilidades de produção.

Outro método também utilizado é da coleta de amostras na cabeça do poço ou no vaso separador de testes, que consiste em coletar uma pequena amostra e enviá-la para um laboratório, onde através de processos de aquecimento e centrifugação se conseguirá obter a separação da água presente no óleo, e a partir disso determinar o BSW. Nesse processo a vazão total é medida por medidores de vazão convencionais.

Existe ainda o método de coleta de amostras em tanques de testes. Nesse método uma amostra, de maior volume, é armazenada no tanque e após um determinado período de repouso a vazão é calculada a partir da medição da variação do volume do fluido no tanque e do tempo de coleta. O BSW é calculado a partir da medição da interface água-óleo e do BSW da emulsão água-óleo. Sendo que neste método a medição da interface é feita através de visores de níveis ou a partir da água livre.

Laboratorialmente também se pode medir o BSW do petróleo através de destilação utilizando um desemulsificante.

A água que está associada ao petróleo apresenta-se de três formas:

- Água livre: como a água e o óleo são líquidos imiscíveis e desde que o volume de água seja tal que não haja tempo suficiente para um íntimo contato com o óleo, uma parte da água escoar junto com o óleo, porém em fases diferentes. Neste caso a separação entre as fases é obtida por decantação.
- Água emulsionada: havendo uma mistura muito íntima entre a água e o óleo, devido ao escoamento turbulento ou a ação cisalhante criada por bombas, válvulas, etc., parte da água será dispersa no óleo em gotículas muito pequenas dando origem a uma emulsão água-óleo.
- Água solúvel: embora sejam considerados líquidos imiscíveis, existe uma pequena solubilidade da água em óleo. Esta solubilidade é função da temperatura e do tipo de hidrocarboneto. Esta água só se separa do petróleo por destilação.

Existem algumas relações dentro da engenharia de produção de petróleo que são utilizadas como indicadores tanto das características como dos estágios da vida produtiva dos reservatórios. Os mais utilizados são a “razão gás-óleo” RGO, a “razão água-óleo” RAO e o BSW.

O BSW é quociente entre a vazão de água mais os sedimentos e a vazão total de líquidos.

$$BSW = \frac{VAZÃO DE (ÁGUA + SEDIMENTOS)}{VAZÃO DE ÁGUA + VAZÃO DE ÓLEO + SEDIMENTOS}$$

Para os campos petrolíferos que não produzem sedimentos o BSW, significa a razão entre a vazão de água e a vazão total de óleo mais água, também chamada de vazão bruta. É uma prática comum usar o termo BSW como o equivalente à fração de água quando o teor de sedimentos é desprezível.

### 2.2.2 – MEDIÇÃO DA VAZÃO DE ÓLEO E OBTENÇÃO DO BSW

Em campos de petróleo terrestres, esse é um dos métodos utilizado em larga escala para a determinação de vazão bruta, óleo + água e BSW de um poço, onde é feito através do uso de tanques que recebem a produção de um poço por um período estipulado. A determinação da vazão bruta do poço é obtida através da razão de uma determinada variação de volume do

tanque pelo tempo correspondente. E a obtenção do BSW de cada poço é feita em duas etapas:

- A primeira etapa, que é feita no campo, determina o volume de água livre através da medição da água drenada para uma caixa de drenagem e o volume de óleo, com água emulsionada, remanescente no tanque.
- A segunda etapa, que já é feita em laboratório, determina o BSW da emulsão água-óleo ( $BSW_e$ ) a partir de amostras coletadas no tanque. Nessa etapa a água é separada do óleo pelo processo de aquecimento e centrifugação. Para facilitar a separação são adicionados, à emulsão, solvente e desemulsificante. A partir da medição dos volumes de água e óleo, supondo-se desprezível a quantidade de sedimentos, o BSW da emulsão é calculado pela seguinte equação:

$$BSW_e = \frac{VOL. DE \acute{A}GUA}{VOL. DE \acute{A}GUA + VOL. DE \acute{O}LEO}$$

O BSW total é calculado a partir do volume de água livre drenado, do volume de emulsão remanescente no tanque e do  $BSW_e$  pela seguinte equação:

$$BSW = \frac{VOL. \acute{A}GUA DRENADO + BSW_e * VOL. DE EMULS\tilde{A}O REMANESCENTE NO TANQUE}{VOL. TOTAL NO TANQUE}$$

A vazão de óleo  $Q_o$  é calculada a partir do BSW e da vazão bruta  $Q_b$  pela seguinte equação:

$$Q_o = Q_b (1 - BSW)$$

### 2.2.3 – DETERMINAÇÃO DO BSW A PARTIR DA PRESSÃO ESTÁTICA DO FLUÍDO

De acordo com a figura 2 tem-se um tanque cilíndrico contendo os seguintes fluidos: emulsão de água em óleo (fluido 1) e emulsão de óleo em água (fluido 2).

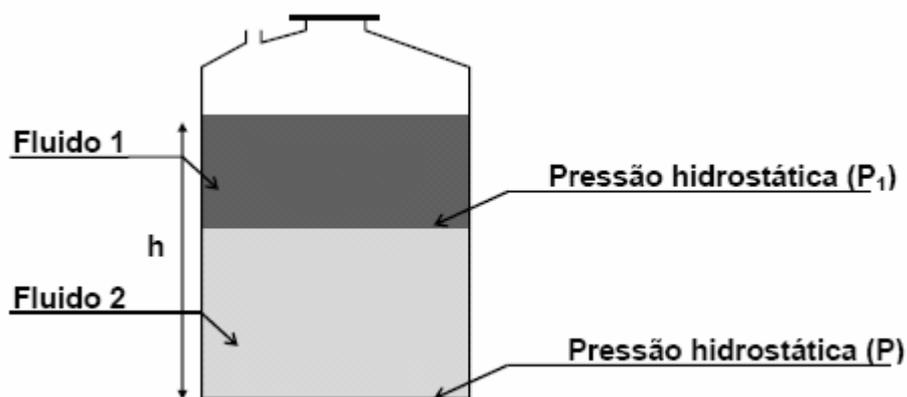


Figura 2 – Tanque cilíndrico contendo hidrocarbonetos.

Considerando que a água tem peso específico  $\rho_a$  e o óleo  $\rho_o$ . As densidades da água “ $d_a$ ” e do óleo “ $d_o$ ”, que estão no tanque a uma temperatura qualquer e submetidos à pressão atmosférica, são obtidas a partir das seguintes relações:

$$d_a = \rho_a / \rho_{a/4} \quad \text{e} \quad d_o = \rho_o / \rho_{a/4}$$

Onde  $\rho_{a/4}$  é o peso específico da água nas condições, 4° C e 1 atm. Dessa forma, o BSW do fluido contido no tanque da figura 1 poderá ser calculado pela seguinte equação:

$$BSW = \frac{10,198P/h - d_o}{d_a - d_o}$$

Sendo:

$$[P] \rightarrow \text{kg/cm}^2$$

$$[h] \rightarrow \text{m}$$

$$\rho_{a/4} = 1\text{g/cm}^3 \text{ (4°C e 1 atm)}$$

A medida que o tempo vai passando a vazão de óleo vai diminuindo e a de água aumentando tendendo-se à situação em que a receita financeira proveniente da venda do óleo é insuficiente para cobrir as despesas de manutenção da produção. Essa é a condição de abandono do poço ou do campo petrolífero.

#### **2.2.4 – AGENTES EMULSIFICANTES**

A fim de evitar que a água fique aderida às paredes do tubo de centrifugação e para aumentar a distinção da interface óleo-água, quando necessário, deve-se utilizar um desemulsificante para promover a separação de água da amostra.

A definição de um petróleo ter maior ou menor tendência de formar uma emulsão está diretamente associada à presença de agentes emulsificantes. Estes agentes tendem a concentrar-se na interface petróleo-água e agem reduzindo a tensão superficial entre os dois líquidos, formando uma barreira física (estérica) e/ou elétrica que dificulta a coalescência das gotículas.

Entre os agentes emulsificantes mais comumente encontrados no petróleo destacam-se os asfaltenos (que consiste de uma mistura variável de compostos orgânicos contendo em suas moléculas, átomos de enxofre, nitrogênio e oxigênio), parafinas, resinas, ácidos orgânicos, areia, sílica, carbonatos, sulfatos e outros.

### **2.3 – TEMPERATURA**

A Temperatura é um parâmetro físico descritivo de um sistema que vulgarmente se associa às noções de frio e calor, bem como às transferências de energia térmica, mas que se poderia definir, mais exatamente, sob um ponto de vista microscópico, como a medida da energia cinética associada ao movimento aleatório das partículas que compõem um dado sistema físico.

Essa grandeza física está ligada à quantidade de energia térmica ou calor num sistema. Quanto mais se junta calor a um sistema, mais a sua temperatura aumenta. Ao contrário, uma perda de calor provoca uma diminuição da temperatura do sistema. Na escala microscópica, este calor corresponde à agitação térmica de átomos e moléculas no sistema. Assim, uma elevação de temperatura corresponde a um aumento da velocidade de agitação térmica dos átomos.

Quando dois sistemas estão na mesma temperatura, eles estão em equilíbrio térmico e não há transferência de calor. Então quando existe uma diferença de temperatura, o calor será transferido do sistema de temperatura maior para o sistema de temperatura menor até atingir um novo equilíbrio térmico. Esta transferência de calor pode acontecer por condução, convecção ou radiação. Sendo a temperatura uma propriedade intensiva de um sistema, o que significa que ela não depende do tamanho ou da quantidade de matéria no sistema.

O significado físico de energia térmica está associado às interações físicas entre os elementos (átomos e moléculas) que constituem a matéria. Assim, pode-se afirmar que o estado de agregação dos constituintes de um determinado material varia em função da energia térmica de seus elementos, fazendo com que o material apresente-se num dos estados físicos de agregação – sólido, líquido ou gasoso. Esses estados estão, na realidade, relacionados à maneira como as moléculas do material interagem, ou seja, à energia térmica das moléculas (Johnson,1988).

Para determinação do grau de agitação térmico das moléculas (i.e., temperatura) de um determinado material, dispõe-se de uma vasta gama de técnicas e sensores. Após a excitação, o sinal gerado pelo sensor de temperatura deve ser relacionado a uma escala de temperatura. Com o objetivo de padronizar a medição de temperatura, facilitando a troca de informação global, foi criada pelo Comitê Internacional de Pesos e Medidas (CIPM) a “Escala Internacional de Temperatura de 1990” (ITS – 90). A unidade de temperatura da ITS – 90 é o “Kelvin” (K), que representa a medida da fração de  $1/273.16$  da temperatura termodinâmica do ponto triplo da água. Na tabela I, listam-se alguns instrumentos utilizados na medição de temperatura.

Tabela 1 – Medição de temperatura (STONIER, 2003)				
Meios de Medição	Aplicação	Variação Aproximada, °C	Incerteza, k	Limitações
Termômetro de líquido em vidro				
Mercúrio em vidro	Temperatura dos gases e líquidos por contato	-38/550	0,03 a 2	Em gases, exatidão afetada por radiação
Orgânico	Temperatura dos gases e líquidos por contato	-200/200	0,03 a 2	Em gases, exatidão afetada por radiação
Termômetro de gás	Padrão primário	-271/665	Menor que 0,01	Requer considerável habilidade para uso
Termômetro de Resistência				
Platina	Exatidão; leituras remoto; temperatura dos fluidos ou sólidos por contato	-259/1000	Menor que 0,0001 a 0,1	Alto custo; exatidão afetada por radiação em gases
Ródio-Ferro	Padrão de transferência para aplicações de criogenia	-273/-243	0,0001 a 0,1	Alto custo
Níquel	Leituras remoto; temperatura por contato	-250/200	0,01 a 1	exatidão afetada por radiação em gases
Germânio	Leituras remoto; temperatura por contato	-273/-243	0,0001 a 0,1	
Termistor	Leituras remoto; temperatura por contato	Acima de 200	0,0001 a 0,1	
Termopares				
Pt-Rh/Pt (tipo S)	Padrão para termopares no IPTS-68, ão no ITS-90	0/1450	0,1 a 3	Alto custo
Au/Pt	Termopar de referência altamente exata para aplicações em laboratório	-50/1000	0,05 a 1	Alto custo
Tipos K e N	Ensaio geral de alta temperatura; rápida leitura remoto por contato direto	Acima de 1250	0,1 a 10	Menor exatidão que os termopares listados acima
Ferro/Constantã (tipo J)	Igual ao de cima	Acima de 750	0,1 a 6	Sujeito à oxidação
Cobre/Constantã (tipo T)	Igual ao de cima, especialmente apropriado para baixas temperaturas	Acima de 350	0,1 a 3	
Cromel/Constantã (tipo E)	Igual ao de cima, especialmente apropriado para baixas temperaturas	Acima de 900	0,1 a 7	

### 2.3.1 – TERMOPARES

Os termopares funcionam segundo o efeito de Seebeck: quando um condutor é submetido a um gradiente de temperatura, os elétrons se difundem através do condutor, gerando uma força eletromotriz (f.e.m. térmica) ou termotensão. A magnitude da f.e.m. do gradiente de temperatura, do material e da sua condição física. Para medir a f.e.m. térmica (ou f.e.m. de Seebeck), o circuito para fluxo de elétrons deve ser completado usando-se um segundo condutor, com características diferentes do primeiro. Esse é unido ao primeiro condutor por meio da chamada “junção de medição”, que está submetida ao mesmo gradiente de temperatura, formando o que denominou de “termopar”. A f.e.m. produzida pelo termopar é, então, correspondente à diferença entre as f.e.m.’s geradas pelos dois condutores.

Os termopares possuem duas junções. Para gerar a f.e.m. correspondente ao gradiente de temperatura ao qual está submetido o sensor, uma das junções deve ser mantida no meio cuja temperatura se deseja determinar ( $t_1$ ) enquanto a segunda (“junção de referência”) será mantida num meio cuja temperatura ( $t_2$ ) corresponde a um valor fixo, de preferência facilmente reproduzível – usualmente considera-se a temperatura do ponto de fusão do gelo. A diferença entre as f.e.m.’s geradas pelos dois condutores será determinada por:

$$E = \int_{t_2}^{t_1} S_a dt - \int_{t_2}^{t_1} S_b dt = \int_{t_2}^{t_1} (S_a - S_b) dt$$

Onde:

$E$  = f.e.m. produzida em volts

$S_a, S_b$  = coeficientes de Seebeck dos condutores  $a$  e  $b$ .

Embora dois metais quaisquer e não similares formem um termopar que fornece uma f.e.m. quando suas junções estão submetidos a uma diferença de temperatura, o número de metais que se prestam a esse uso é relativamente pequeno. Algumas razões para escolha de um dado par de materiais são evidentes, enquanto que existem outras razões não tão óbvias.

Dentre as características que tornam um par de materiais aceitável, estão:

- pontos de fusão maiores que a maior temperatura na qual o termopar será utilizado;
- f.e.m.’s suficientemente grandes para que possam ser medidas com razoável confiabilidade;

- f.e.m.'s devem crescer continuamente com o aumento de temperatura dentro da faixa de temperatura na qual o termopar será usado; sempre que possível essa relação deve ser linear;
- resistência à oxidação e à corrosão decorrentes do meio e da temperatura a que serão expostos;
- homogeneidade;
- resistências elétricas não devem ter valores que limitem seu uso;
- f.e.m.'s devem se manter estáveis durante a calibração e o uso dentro de limites aceitáveis;
- f.e.m.'s não devem ser apreciavelmente alteradas por mudanças químicas, físicas ou contaminação do ambiente;
- sensores devem ser fabricados em forma de fios ou em outra forma que permita seu uso sem grandes dificuldades;
- sensores devem ser produzidos em qualquer quantidade e com qualidade uniforme;
- sensores devem ser facilmente soldados pelo usuário;
- sensores devem apresentar custos razoáveis frente às onze exigências anteriores.

Existem diversas combinações de termopares, mas somente oito foram padronizadas pela Comissão Internacional de Eletrotécnica, através da IEC 60584-1. Dentre essas, existem três tipos de termopares fabricados com metais nobres (platina e ligas de platina-ródio), largamente utilizados para medições de até 1600 °C. As outras cinco combinações são obtidas utilizando-se ligas de níquel, que são mais baratas e as mais adequadas para uso industrial até 1200 °C.

Outras ligas refratárias podem ser usadas para medição de temperaturas acima de 2000 °C. Na tabela II apresentam-se as faixas usuais de trabalho dos termopares mais comuns.

Tabela 2 – Faixas usuais de trabalho (BORCHARDT & GOMES, 1979)

Termopar	Faixa de Temperatura	Vantagens	Desvantagens
Tipo J ferro-constantã	-190 a 870°C	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. baixo custo</li> <li>2. adequado para serviço contínuo até 870°C</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. máxima temperatura em atmosferas oxidantes (relativamente à oxidação do Fé) igual a 760°C</li> <li>2. os tubos de proteção devem ser usados para temperaturas maiores do que 480°C</li> </ol>
Tipo K cromel-alumel	-18 a 1370°C	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. adequado para atmosferas oxidantes</li> <li>2. em altas temperaturas é mais resistente mecânica e termicamente do que platina e de maior vida que o ferro-constantã</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. especialmente vulnerável a atmosferas redutoras, necessitando substancial proteção quando usado</li> </ol>
Tipo T cobre-constantã	-190 a 370°C	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. resiste a atmosfera corrosivas</li> <li>2. aplicável em atmosferas oxidantes e redutoras abaixo de 315°C</li> <li>3. sua estabilidade o torna utilizável a temperaturas inferiores a 0°C</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. o cobre oxida acima de 315°C</li> </ol>
Tipo E cromel-constantã	-185 a 870°C	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. grande potencial termoelétrica</li> <li>2. ambos elementos são altamente resistentes à corrosão e portanto utilizáveis em ambientes oxidantes</li> <li>3. não sofre corrosão a temperaturas inferiores a 0°C</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. estabilidade insatisfatória em atmosferas redutoras.</li> </ol>
Tipo S Pt, 10% Rh – Pt	-18 a 1540°C	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. adequado para atmosferas oxidantes</li> <li>2. opera numa faixa maior do que o tipo K</li> <li>3. freqüentemente mais pratico do que pirômetros (não de contato)</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. contamina-se facilmente em atmosferas não oxidantes</li> </ol>
Tipo R Pt, 13% Rh - Pt	-18 a 1540°C		
Tipo B Pt, 30% Rh Pt, 6% Rh	870 a 1700°C	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. maior estabilidade do que os tipo R e S</li> <li>2. resistência mecânica maior</li> <li>3. utilizável em temperaturas maiores do que os tipo R e S</li> <li>4. não se necessita ajuste de temperatura de compensação se a temperatura da junção de referência não exceder os 65°C</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. somente existe “standard”</li> <li>2. o limite superior de temperatura requer isolador de alumínio e tubo de proteção</li> <li>3. facilmente contaminável em atmosferas oxidantes</li> </ol>

## 2.4 – DENSIDADE

A massa volúmica ou massa volumétrica define-se como a propriedade da matéria correspondente à massa por volume, ou seja, a proporção existente entre a massa de um corpo e seu volume. Desta forma pode-se dizer que a massa volúmica mede o grau de concentração de massa em certo volume.

Densidade é a relação entre a massa volúmica da matéria em causa e a massa volúmica de matéria de referência (a água é geralmente tomada como referência). Quando se diz que um corpo tem uma densidade de 5, quer dizer que tem uma massa volúmica 5 vezes superior à da água, no caso dos sólidos e líquidos.

Massa volúmica da água à pressão normal e à temperatura de 4°C, nesta situação a massa volúmica da água é máxima e igual a 1 g/cm<sup>3</sup>. O gelo ou a água solidificada tem uma massa volúmica inferior, da água em estado líquido.

Para indicar a densidade nos gases utiliza-se como massa volúmica de referência o ar, que nas condições de pressão e temperatura normais (temperatura de 0 °C e pressão atmosférica 105 Pa) corresponde a 1,2928 kg/m<sup>3</sup>.

Quando aumentamos a temperatura de um determinado fragmento de matéria, temos um aumento do volume fixo desta, pois haverá a dilatação ocasionada pela separação dos átomos e moléculas. Ao contrário, ao diminuirmos a temperatura, teremos uma diminuição deste volume fixo. A quantidade de massa existente num dado volume é chamada de massa volúmica.

Então, quando a matéria se expande sua massa volúmica diminui e quando a matéria se contrai sua massa volúmica aumenta. Com este conceito temos uma unidade de medida, que pode ser dada gramas(g) por centímetros cúbicos(cm<sup>3</sup>). Por convenção temos:

- Um centímetro cúbico de água tem a massa de um grama, ou 1g/cm<sup>3</sup>.

No caso dos gases, sua massa volúmica difere dos líquidos, e por consequência dos sólidos. Nos gases, suas moléculas estão separadas devido à temperatura que está acima da temperatura de ebulição do líquido correspondente. Microscopicamente, isto corresponde dizer que nos gases a atração entre as moléculas e/ou átomos que os compõem não são suficientemente intensas frente à energia cinética desses mesmos constituintes para mantê-los próximos. Nos líquidos e nos sólidos, contudo, as moléculas e átomos estão muito próximos.

A densidade por ser medida indiretamente medindo-se o volume que uma dada substância apresenta (por meio de bequeres, provetas, picnômetros e densímetros) e a massa

correspondente. A unidade mais conhecida é gramas por mililitro (g/ml, embora a densidade padrão pelo Sistema Internacional de Unidades (SI) seja o quilograma por metro cúbico).

Como a densidade é a relação entre a massa e o volume de uma determinada substância, onde esta propriedade varia com a temperatura. A unidade de medida de densidade na indústria do petróleo é o °API. Quanto mais denso um óleo, menor seu °API.

A partir da observação da densidade do petróleo, se estimam os tipos de derivados que terão maiores possibilidades de serem produzidos no processamento do petróleo. Por exemplo, petróleos com densidades mais baixas ( $>^{\circ}\text{API}$ ) terão maior probabilidade de produzir nafta para a indústria petroquímica. Petróleos com densidades maiores ( $<^{\circ}\text{API}$ ) apresentam maior probabilidade de produzir asfalto, óleos lubrificantes.

## 2.5 – INCERTEZA DE MEDIÇÃO

A incerteza do resultado de uma medição é um parâmetro associado ao resultado para caracterizar a dispersão dos valores válidos, onde estimasse o intervalo em que deva estar o valor verdadeiro após a correção dos efeitos sistemáticos reconhecidos, devido à incerteza proveniente dos efeitos aleatórios e da correção imperfeita do resultado no que diz respeito aos efeitos sistemáticos.

Existem muitas possíveis fontes de incerteza em uma medição, dos quais podem estar inclusos:

- definição incompleta do mensurando;
- realização imperfeita da definição do mensurando;
- amostragem não representativa - a amostra medida pode não representar o mensurando;
- conhecimento inadequado dos efeitos das condições ambientais sobre a medição ou medição imperfeita das condições ambientais;
- erro de tendência pessoal na leitura de instrumentos analógicos;
- resolução finita do instrumento ou limiar de mobilidade;
- valores inexatos dos padrões de medição e materiais de referência;
- valores inexatos de constantes e de outros parâmetros obtidos de fontes externas e usados no algoritmo de redução de dados;
- aproximação e suposições incorporadas ao método e procedimento de medição; e
- variações nas observações repetidas do mensurando sob condições aparentemente idênticas.

## 2.5.1 – TIPOS DE INCERTEZAS

Têm-se três tipos de incertezas: Incerteza padrão ( $u$ ), Incerteza combinada ( $u_c$ ) e Incerteza expandida ( $U$ ).

### 2.5.1.1 – INCERTEZA PADRONIZADA

A incerteza padrão de um dado aleatório corresponde à estimativa equivalente a um desvio padrão ( $s$ )  $\rightarrow u = \pm s$ . Esta incerteza tem uma probabilidade de ocorrência  $P = 68,27\%$ . Este tipo de incerteza de uma fonte de erro é a faixa de dispersão em torno do valor central equivalente a um desvio padrão.

A avaliação da incerteza padronizada pode ser classificada em Tipo A e Tipo B. O propósito de classificação Tipo A e Tipo B é de indicar as duas maneiras diferentes de avaliar as componentes da incerteza e serve apenas para discussão, a classificação não se propõe a indicar que haja qualquer diferença na natureza dos componentes resultando dois tipos de avaliação. Ambos os tipos de avaliação são baseados em distribuições de probabilidade e os componentes de incerteza resultantes de cada tipo são quantificados por variâncias ou desvios padrão.

#### 2.5.1.1.1 – AVALIAÇÃO DO TIPO A

A avaliação do tipo A da incerteza padrão é o método de avaliação da incerteza pela análise estatística de uma série de observações. Neste caso, a incerteza padrão é o desvio padrão experimental da média que se obtêm de um procedimento de cálculo da média aritmética ou de uma análise de regressão adequada. Considere a variável aleatória  $x$ , onde foram efetuadas  $n$  medidas. A média pode ser estimada pela equação:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

O desvio padrão experimental  $S(x)$  é calculado pela equação:

$$s(x) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}$$

Para que o valor de  $S(x)$  seja confiável é necessário que seja realizado um número suficientemente grande de medições, geralmente  $n \geq 10$ .

Se utilizar o valor médio de várias indicações, obtido a partir da média de um conjunto de "m" indicações de  $x$ , o desvio padrão experimental da média de  $x$  é estimado por:

$$s(\bar{x}) = \frac{S(x)}{\sqrt{m}}$$

A incerteza padrão associada à variável  $x$ , representada por  $u(x)$ , é o próprio desvio padrão da média das "m" observações, ou seja,

$$u(x) = s(\bar{x})$$

O número de graus de liberdade envolvido ( $\nu$ ) na determinação de  $u(x)$  é o número de medições independentes efetuadas menos 1, ou seja:

$$\nu = n - 1$$

### **2.5.1.1.2 – AVALIAÇÃO DO TIPO B**

A avaliação do tipo B da incerteza padrão é o método de avaliação da incerteza por outros meios que não a análise estatística de uma série de observações. Neste caso, a incerteza padronizada  $u(x_i)$  é avaliada por julgamento científico baseando-se em todas informações disponíveis sobre a possível variabilidade de  $x_i$ . O conjunto de informações pode incluir:

- dados de medições prévias;
- a experiência ou o conhecimento geral do comportamento e propriedades de materiais e instrumentos;

- especificações do fabricante;
- dados fornecidos em certificados de calibração e outros certificados; e
- incertezas relacionadas a dados de referência extraídos de manuais.

Devem ser coletadas informações que permitam estimar a incerteza associada a cada fonte de erro.

Recomenda-se apresentar o valor associado aos limites de variação da fonte de incertezas em sua unidade natural e identificar o tipo de distribuição de probabilidade envolvida (normal, retangular, triangular ou outra).

Em função do tipo de distribuição será definido o divisor utilizado para converter o valor conhecido na incerteza padronizada. Para distribuições normais este valor geralmente é unitário no caso da avaliação de incerteza tipo “A”, ou coincide com o fator de abrangência utilizado na fonte de informação quando a avaliação tipo “B” é considerada.

Os divisores para algumas distribuições de probabilidade são:

- Distribuição retangular =  $\sqrt{3}$ ;
- Distribuição triangular =  $\sqrt{6}$ ; e
- Distribuição em U =  $\sqrt{2}$ .

### **2.5.1.2 – INCERTEZA COMBINADA**

A incerteza combinada de um processo de medição é calculada considerando-se a ação simultânea de todas as fontes de incertezas, ou seja, é a influência combinada de todas as incertezas padrão sobre o resultado de medição. A incerteza combinada  $u_c$  também equivale a um desvio padrão. Esta incerteza tem uma probabilidade de ocorrência de  $P = 68,27\%$ .

A incerteza padronizada combinada de um resultado de medição é a incerteza padronizada quando este resultado é obtido por meio dos valores de várias outras grandezas, sendo igual à raiz quadrada positiva de uma soma de termos, sendo estes as variâncias ou covariâncias destas outras grandezas, ponderadas de acordo com quanto o resultado da medição variam com mudanças nestas grandezas.

Devem-se combinar estas incertezas individuais para se ter à influência conjunta de todas as fontes sobre o resultado final:

$$u_c = \sqrt{(u_1)^2 + (u_2)^2 + \dots + (u_n)^2}$$

### 2.5.1.3 – INCERTEZA EXPANDIDA

A incerteza expandida é determinada a partir da incerteza combinada multiplicada pelo coeficiente t-Student apropriado. Esta incerteza reflete a faixa de dúvidas ainda presente na medição para uma probabilidade de enquadramento definida, geralmente 95,45%.

Embora a incerteza padronizada combinada  $u_c(y)$  possa ser universalmente usada para expressar a incerteza de um resultado de medição, em algumas aplicações comerciais, industriais e regulamentadoras, e quando a saúde e a segurança estão em questão, é, muitas vezes, necessário dar uma medida de incerteza que define um intervalo em torno do resultado da medição com o qual se espera abranger uma extensa fração da distribuição de valores que poderiam ser razoavelmente atribuídos ao mensurando.

A medida adicional de incerteza que satisfaz o requisito de fornecer um intervalo do tipo indicado anteriormente denominada incerteza expandida e é representada por  $U$ . A incerteza expandida  $U$  é obtida multiplicando-se a incerteza padronizada combinada  $u_c$  por um fator de abrangência  $k$ :

$$U = k \cdot u_c(y)$$

O resultado de uma medição é, então, convenientemente expresso como  $Y = y \pm U$ , que é interpretado de forma a significar que a melhor estimativa do valor atribuível ao mensurando  $Y$  é  $y$ , e que  $y - U$  a  $y + U$  é o intervalo com o qual se espera abranger uma extensa fração da distribuição de valores que podem ser razoavelmente atribuídos a  $Y$ . Tal intervalo é também expresso como:

$$y - U \leq Y \leq y + U$$

$U$  é interpretado como definindo um intervalo em torno do resultado de medição que abrange uma extensa fração  $P$  da distribuição de probabilidade, caracterizada por aquele resultado e sua incerteza padronizada combinada, e  $P$  é a probabilidade de abrangência ou nível da confiança do intervalo.

Sempre que praticável, o nível da confiança  $P$ , associado com intervalo definido por  $U$  deve ser estimado e declarado. Deve ser reconhecido que multiplicando  $u_c(y)$  por uma constante, não acrescenta informação nova, porém se apresenta a informação previamente

disponível de forma diferente. Entretanto, também deve ser reconhecido que, na maioria dos casos, o nível da confiança P (especialmente para valores de P próximos de 1) é um tanto incerto, não somente por causa do conhecimento limitado da distribuição de probabilidade caracterizada, por  $y$  e  $u_c(y)$  (especialmente nas extremidades), mas também por causa da incerteza da própria  $u_c(y)$ .

### 2.5.2 – FATOR DE ABRANGÊNCIA

O valor do fator de abrangência  $k$  deve levar em conta, além do nível de confiança desejado, o número de graus de liberdade efetivos associados ao caso para o intervalo  $y-U$  a  $y+U$ . O valor de  $k$  geralmente está entre 2 e 3, mas pode assumir diversos outros valores.

É comum calcular o número de graus de liberdade efetivos ( $\nu_{ef}$ ) através da equação de Welch-Satterthwaite:

$$\nu_{ef} = \frac{u_c^4}{\sum_{i=1}^N \frac{u_i^4}{\nu_i}}$$

onde:

$u_c$  é a incerteza combinada;

$u_i$  é a incerteza padronizada associada à  $i$ -ésima fonte de incerteza;

$\nu_i$  é o número de graus de liberdade associado à  $i$ -ésima fonte de incerteza; e

$N$  é o número total de fontes de incertezas analisadas.

Da aplicação da equação acima resulta o número de graus de liberdade efetivo. O valor de “ $k$ ” para nível de confiança de 95% pode então ser obtido da seguinte tabela:

Tabela 3 – Coeficiente de Student

$\nu_{ef}$	1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	14	16
k95	13,97	4,53	3,31	2,87	2,65	2,52	2,43	2,37	2,28	2,23	2,20	2,17

$\nu_{ef}$	18	20	25	30	35	40	45	50	60	80	100	$\infty$
k95	2,15	2,13	2,11	2,09	2,07	2,06	2,06	2,05	2,04	2,03	2,02	2,00

Para valores fracionários de  $\nu_{ef}$ , a interpolação linear pode ser usada se  $\nu_{ef} > 3$ . Alternativamente o valor de  $k_{95}$  corresponde ao valor de  $\nu_{ef}$  imediatamente inferior na tabela.

### **2.5.3 – ROTEIRO PARA AVALIAÇÃO DA INCERTEZA DE MEDIÇÃO**

- Estabelecer o modelo matemático que represente o processo de medição, relacionando a grandeza de entrada com a saída:  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$
- Identificar a correção a ser feita ao resultado de medição nas condições da medição;
- Verificar a existência de erros sistemáticos não corrigidos e a incerteza associada a erros sistemáticos corrigidos;
- Verificar a existência de informações da fonte de erros obtidos em manuais ou experiência anterior;
- Calcular a Incerteza Padronizada ( $u_i$ ) para cada componente de incerteza;
- Calcular a Incerteza Combinada ( $u_c$ ) ou  $u_c(y)$ ;
- Calcular o grau de liberdade efetivo;
- Determinar o coeficiente de abrangência; e
- Calcular a Incerteza Expandida ( $U$ ).

### 3. METODOLOGIA

De acordo com as intenções apresentadas na introdução, iniciou-se a pesquisa por termopares, ou seja, conhecendo as suas leis para se ter domínio de suas aplicações. Depois se seguiu com um treinamento no Laboratório de Transferência de Calor – NTI/UFRN de fabricação de termopares para obter os conhecimentos necessários para a manufatura desses medidores de temperatura.

Então, estudou-se o manual do banho térmico tipo bloco seco da PESYS, calibrador T350-P, e fez-se treinamento de calibração dos medidores de temperatura.

Por meio de estudo e cursos ministrados pelo professor Walter Link do Laboratório de Metrologia da UFRN (LABMETROL) foi possível fazer a análise de medição de termopares, e assim chegar ao modelo matemático que representa a calibração dos termopares e conseqüentemente criar uma planilha de cálculo de incerteza, sendo desta forma obtido o valor de incerteza de medição dos valores medidos de acordo com um fator de abrangência, que forneceu um nível de confiança de aproximadamente 95%, sendo este determinado pelo grau de liberdade efetivo encontrado no cálculo.

Seguindo a norma ABNT 14467 e a norma Petrobras N-2227 se pode fazer as medições de BSW do petróleo, onde nestes se encontram procedimentos e equações para a realização dos trabalhos da determinação de BSW na prospecção de petróleo.

#### 3.1 – FABRICAÇÃO DE TERMOPAR

A fim de se obter o sinal gerado por um sensor de temperatura do tipo termopar apresentando flutuações inferiores a  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$  tem-se, como um dos requisitos, a necessidade da construção da junção de medição em atmosfera neutra, i.e., não oxidante.

O argônio é um gás inerte que pode ser utilizado para criar uma atmosfera livre de oxigênio, necessária à fabricação de juntas de termopares isenta de camadas oxidadas. Além desse fator, a facilidade de obtenção e o custo acessível determinam a sua escolha para utilização na construção da junção de termopar. O gás é levado do cilindro, de acordo com a figura 3, ao interior do LTC através de uma “linha de gás”.



Figura 3 – Casa do cilindro de gás do LTC-UFRN.

Por causa das características intrínsecas da soldagem através de arco voltaico, e também pelas limitações do LTC, não é necessária a utilização de uma fonte de corrente contínua de alto desempenho para carregamento do banco de capacitores, necessário à formação do arco voltaico. Dessa forma, foi utilizada uma fonte CC, 0-30V/5A, ver figura 4.



Figura 4 – Fonte de alimentação do banco de capacitores do LTC-UFRN.

A figura abaixo mostra os detalhes da construção de um banco de capacitores necessário à produção do arco voltaico para construção de soldas de termopares. Na figura 5 encontra-se reproduzido o esquema do circuito elétrico utilizado na construção do banco do LTC, enquanto na figura 6 pode ser visto o dispositivo a disposição do LTC /UFRN.

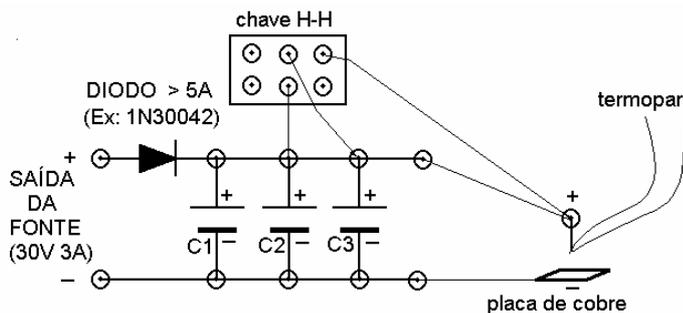


Figura 5 – Circuito elétrico do banco de capacitores (Lombardi et al, 1983)



Figura 6 – Banco de capacitores do LTC-UFRN

Na figura 7 pode ser visto o dispositivo para fixação de fios de termopares para soldagem em atmosfera neutra (gás argônio). Na figura 8 são destacados alguns detalhes da câmara de soldagem desse dispositivo.

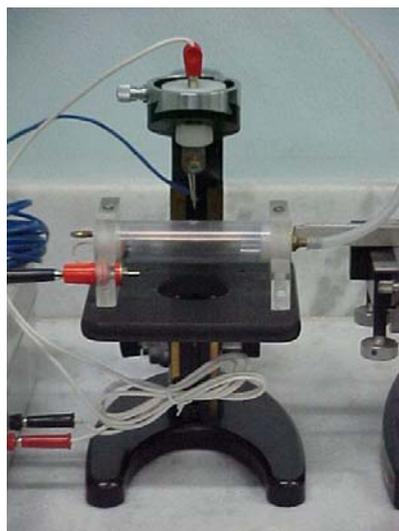
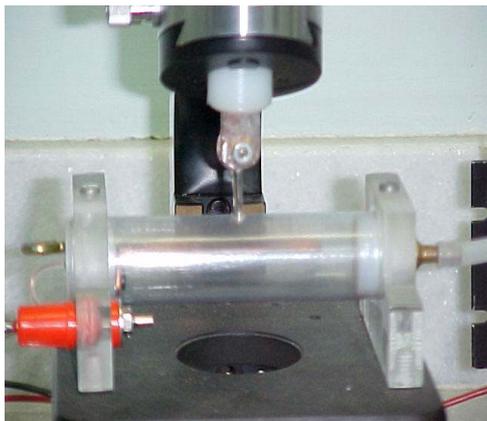


Figura 7 – Câmara de soldagem

- (b) câmara (com placa de cobre);
- (c) terminal “positivo”;
- (d) terminal “negativo”;
- (e) regulador da distância entre o termopar e a placa de cobre (no interior da câmara)

- (a) linha de gás;



- (a) linha de gás;
- (b) câmara;
- (c) placa de cobre;
- (d) terminal “negativo”;
- (e) terminal positivo com presilha para fixação dos fios

Figura 8 – Detalhes da câmara de soldagem

Como garantia de qualidade do processo de fabricação, após a formação da solda, fez-se necessária à verificação visual da junta de termopar obtida. Isso é feito através do uso de um microscópio óptico de bancada. Na figura 9, abaixo, pode ser visto o aparelho adquirido pelo LTC junto ao Centro de Tecnologia da UFRN e na figura 10 pode se visualizar uma foto ampliada das juntas de medição dos termopares soldadas sem e com gás argônio.

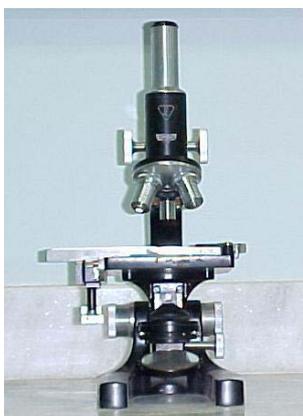


Figura 9 – Microscópio óptico do LTC-UFRN para verificação de junções de termopares.



Figura 10 – Comparação das juntas sem e com a aplicação do gás argônio respectivamente.

### 3.2–CALIBRAÇÃO DE TERMOPAR

Para se avaliar a incerteza de uma medição devem ser utilizados meios estatísticos levando-se em consideração a variação dos fatores, dos quais o resultado é dependente. Então, a incerteza é avaliada através de um modelo matemático que descreve o processo de medição e da aplicação da lei de propagação de erros.

### 3.2.1– O MENSURANDO E SUAS CARACTERÍSTICAS

- **Tipo:** termopar tipo T (cobre-constantan)
- **Fabricante:** LTC/NTI/UFRN
- **Faixa de Indicação:** - 190 a 370 °C

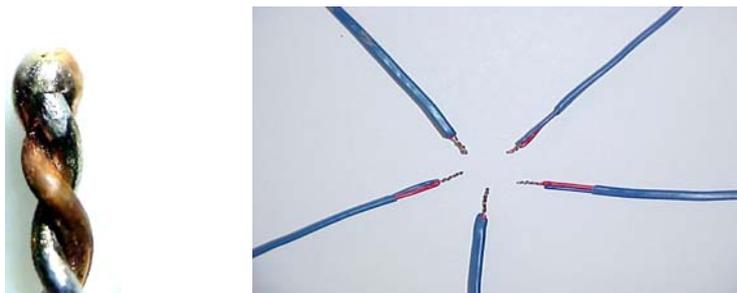


Figura 11 – Medidor de temperatura

### 3.2.2 – O PADRÃO E SUAS CARACTERÍSTICAS

T350-P:

- **Tipo:** Banho Térmico tipo Bloco Seco
- **Incerteza:**  $\pm 0,2$  °C.
- **Exatidão:**  $\pm 0,1$  °C + 0,1% da leitura
- **Resolução:** 0,01 °C.
- **Rastreabilidade:** RBC.
- **Faixa de Indicação:** temperatura ambiente a 350 °C
- **Fabricante:** PRESYS



Figura 12 – Calibrador Presys (T-350P)



Figura 13 – Manuseio do T-350P, escolhendo o tipo de instrumento para entrada.

### 3.2.3 – PROCEDIMENTO

Coloca-se a junção do termopar a 15mm acima do fundo do insert do Presys (T350-P), para que o sensor de temperatura esteja no meio da área de incidência da termoresistência do calibrador. Em seguida, preenche o insert com esferas de aço para permitir a condução de energia. Então, o insert é inserido no probe e os terminais dos termopares são conectados na placa de aquisição de dados. Logo após concluída a instalação do componentes para a calibração, varia-se a temperatura de acordo com os pontos de temperatura desejados para a obtenção dos dados.



Figura 14 – Termopar inserido no insert com as esferas de aço



Figura 15 – PROBE do banho térmico tipo bloco seco(T-350P)

Então, faz-se uma série de três medições, sendo que a primeira série seguiu uma ordem crescente dos valores a serem medidos. A segunda seguiu uma ordem decrescente, fazendo-se uma interpolação entres os pontos 70°C e 90°C. E a terceira seguiu uma ordem crescente e também fez uma interpolação, só que entre 30°C e 50°C.

### 3.2.4 – DEFINIÇÃO DAS GRANDEZAS DE INFLUÊNCIA

Dentro desse experimento de calibração, as seguintes influências devem ser consideradas no cálculo da incerteza:

- Incerteza do padrão
- Incerteza do padrão Indicador
- Incerteza da resolução do Indicador
- Resolução do mensurando
- Incerteza na indicação do mensurando
- Incerteza na estabilidade do banho

### 3.2.5 – GRÁFICO ESPINHA DE PEIXE (DIAGRAMA DE ISHIKAWA)

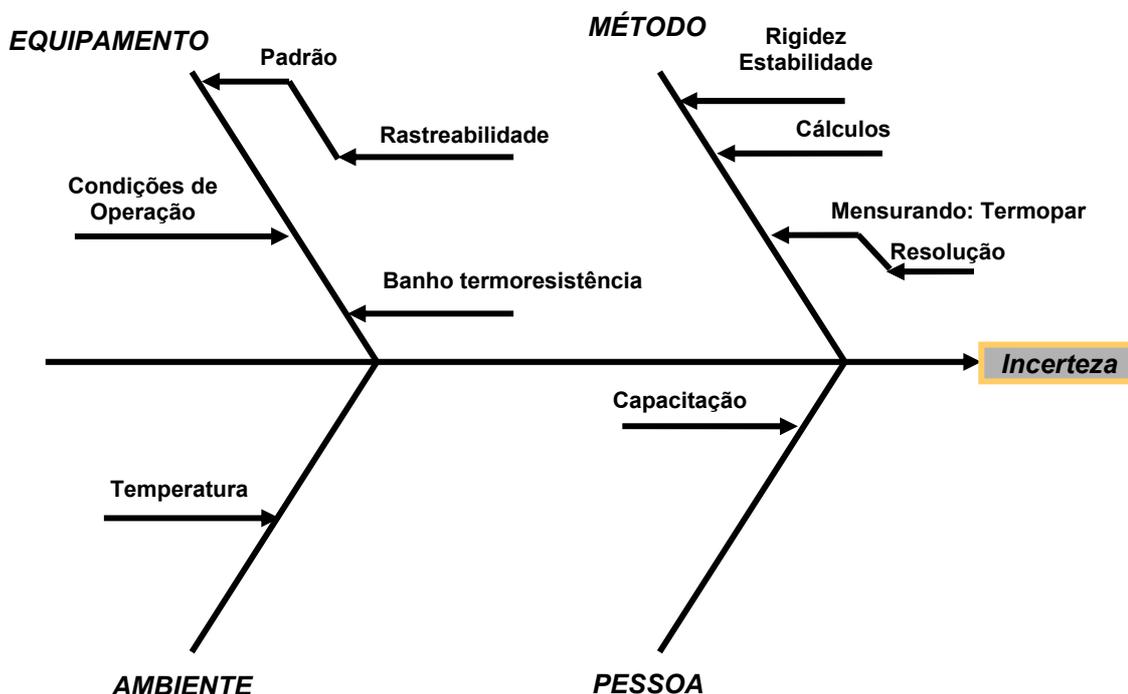


Figura 16 – Diagrama causa-efeito

### 3.3 – MEDIÇÃO DE BSW

Antes de realizar as medições de BSW laboratorialmente foram recebidas às amostras de petróleo, coletadas em poços de exploração, sendo estes registrados no qual contem as informações de procedência da amostra, o valor de BSW determinado previamente e as características do poço.

Então, para iniciar as medições de BSW classificou-se visualmente o petróleo a ser analisado como sendo amostra de petróleo sem água livre e, também, foi necessário pesar os quatro tubos para quando fossem colocados copos da coroa giratória da centrífuga, estes estarem com os pesos semelhantes no aparelho para que o suporte ficasse balanceado.

Depois de atendidas essas precauções, utilizaram-se de uma pipeta para colocar 1ml de desemulsificante e, posteriormente, adicionou-se 49ml de solvente, no qual foi aplicado aguarraz por ser menos agressivo do que o tolueno, em cada um dos quatro tubos ficando estes com 50ml de solução, sendo necessária a verificação no menisco do tubo. A figura ilustra a fotografia dos materiais utilizados no processo de medição do BSW.



Figura 17 – Materiais para realiza a medição de BSW

Em seguida, as preencheu até a marca de 100ml com a amostra bem homogeneizada, diretamente a partir do recipiente de amostra. Efetuou-se a leitura da indicação no topo do menisco na marca de 100ml. Tamparam-se firmemente os tubos e agitou-os até completa homogeneização da solução, então se retiraram as tampas e os mergulhou até a marca de 100ml no banho termostático por um período de 15 minutos, a temperatura de  $(60 \pm 1)^\circ\text{C}$ . A utilização desse processo do banho se faz necessário devido à tentativa de reproduzir as condições de temperatura em que o óleo encontra-se submetido no reservatório, dessa forma, obtendo-se um resultado com maior exatidão. A figura ilustra a fotografia do banho termostático.



Figura 18 – Banho termostático

Passado o tempo determinado, retiraram-se os tubos do banho, recolocou-se as tampas e os inverteu por 10 vezes para garantir a homogeneização. Em geral, as pressões de vapor de hidrocarbonetos a  $60^\circ\text{C}$  são aproximadamente o dobro daquelas a  $40^\circ\text{C}$ . Conseqüentemente, os tubos foram invertidos numa posição abaixo do nível dos olhos, para evitar o contato do conteúdo do frasco com os olhos se a tampa viesse a saltar.

O processo seguinte consiste na centrifugação da mistura, onde foi utilizada uma centrífuga, com controle de temperatura interna, do Laboratório de Polímeros vinculado ao PRH ANP-30. Esse controle se faz necessário devido à perda de calor que possa ocorrer na mistura e dessa forma não vir alterar o resultado da medição. A figura ilustra a fotografia da centrífuga.



Figura 19 – Centrífuga com controle de temperatura

Então, colocaram-se os tubos nos copos da coroa giratória em lados opostos da centrífuga, a fim de estabelecer uma condição de equilíbrio, e centrifugou-se por 10 min com uma taxa de 1400 rpm suficiente para produzir uma força centrífuga relativa de 511 na extremidade dos tubos rotativos. Sendo a temperatura da amostra mantida em  $(60 \pm 1)^\circ\text{C}$ , durante a centrifugação. Por meio da tabela 4 pode se observar a relação entre distância, força centrífuga relativa e rotações por minuto.

Tabela 4 – Relação entre distância, força centrífuga relativa e rotações por minuto.

d*	Rotações por minuto	
	a 500 frc	a 800 frc
305	1710	2170
330	1650	2010
356	1590	2000
381	1530	1930
406	1490	1870
432	1440	1820
457	1400	1770
483	1360	1720
508	1330	1680
533	1300	1640
559	1270	1600
584	1240	1560
610	1210	1530

(\*) d é a distância entre as extremidades de dois tubos opostos quando em posição de rotação em milímetros.

Imediatamente após a centrífuga parar, leu-se e registrou-se o volume combinado de água e sedimentos, conforme a tabela 5 referente a aproximação de leitura e a figura 20 para leitura do teor de água e sedimentos em tubos cônicos.

Tabela 5 – Aproximação de leitura

Leitura	Aproximação
Inferior a 0,1 ml	0,025 ml
Entre 0,1 ml e 1 ml	0,05 ml
Acima de 1 ml	0,1 ml

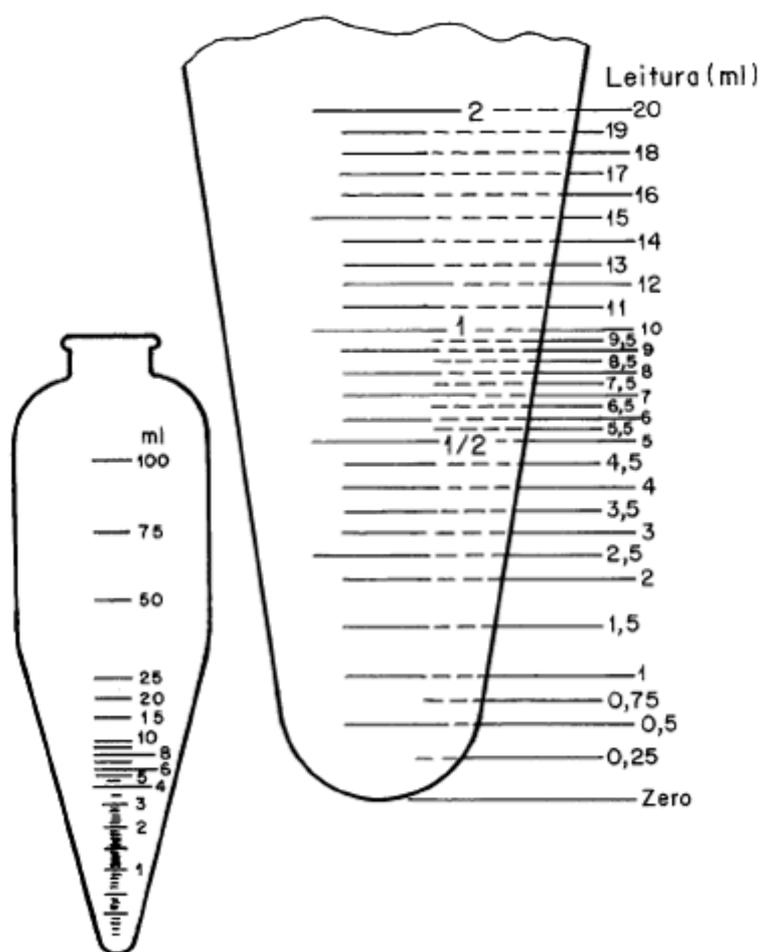


Figura 20 – Leitura do teor de água e sedimentos em tubos cônicos para centrifugação ASTM de 100 ml.

Repetiu-se a operação de centrifugação por três leituras consecutivas até que o volume combinado de água e sedimentos permanecesse constante. Sendo os tubos devolvidos a centrífuga, sem agitação, para serem centrifugados por mais 10 minutos, na mesma taxa, em cada repetição feita.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir são apresentados os resultados dos trabalhos efetuados no LTC/UFRN a partir da metodologia descrita anteriormente.

### 4.1. BANCADA DE EXPERIMENTOS DE TERMOPAR

Dentre os trabalhos desenvolvidos no LTC/UFRN foi produzida uma bancada de experimentos de termopares para demonstrar os princípios gerais de funcionamento de termopar. Tais como a comprovação das 5 leis dos termopares que são:

1. A força eletromotriz térmica de um termopar com as junções T1 e T2 é totalmente independente das temperaturas em quaisquer outros pontos do circuito, se ambos os materiais são homogêneos, ver figura 21;

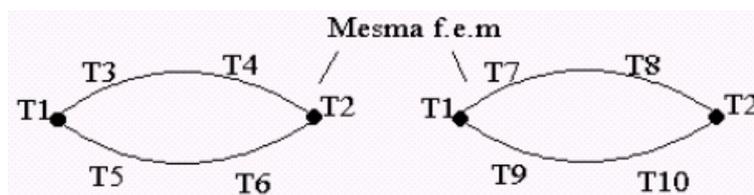


Figura 21 – 1ª lei dos termopares

2. Se um terceiro metal, C, homogêneo, é inserido entre A ou B e desde que as novas junções térmicas estejam à mesma temperatura, a f.e.m. resultante é a mesma que antes da introdução de C, ver figura 22;

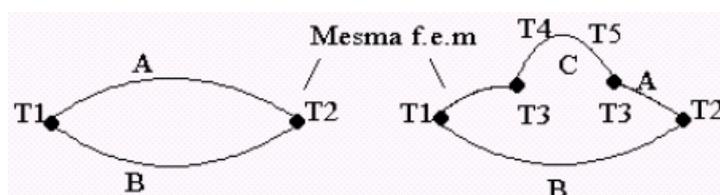


Figura 22 – 2ª lei dos termopares

3. Se um metal C é inserido entre A e B, numa junção a temperatura de C em qualquer ponto distinto da junção AC é irrelevante desde que AC e BC estejam à mesma temperatura, ver figura 23;

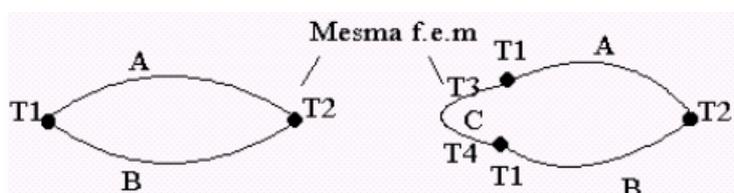


Figura 23 – 3ª lei dos termopares

4. Se a f.e.m. térmica dos metais A e C é  $E_{ac}$ , a dos metais BC é  $E_{cb}$ , então a f.e.m. térmica dos metais A e B vale  $E_{ac}+E_{cb}$ , ver figura 24;

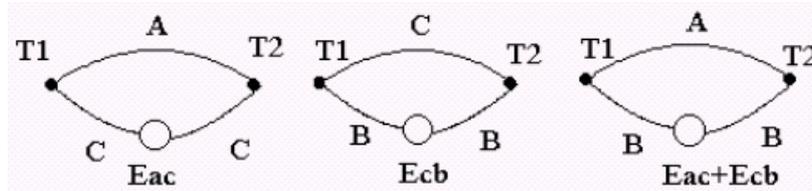


Figura 24 – 4ª lei dos termopares

5. Se um termopar produz uma f.e.m.  $E_1$  quando as suas junções estão às temperaturas  $T_1$  e  $T_2$ , e uma f.e.m.  $E_2$  quando elas estão às temperaturas  $T_2$  e  $T_3$ , então o termopar produzirá uma f.e.m.  $E_1+E_2$  quando as junções estiverem às temperaturas de  $T_1$  e  $T_3$ , ver figura 25.

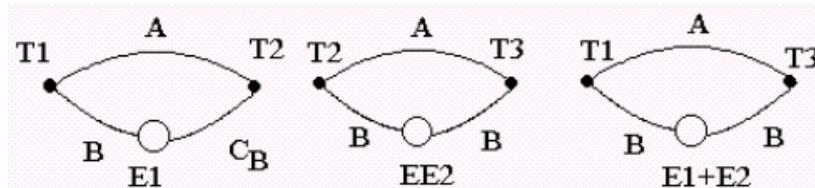


Figura 25 – 5ª lei dos termopares

Além da comprovação dessas leis, a bancada também tem como demonstrar as ligações de termopares por meio de circuitos especiais, tais como: associação em série – termopilha ou soma das tensões (figura 26), paralelo – média dos valores medidos (figura 27) e termopares diferenciais (figura 28).

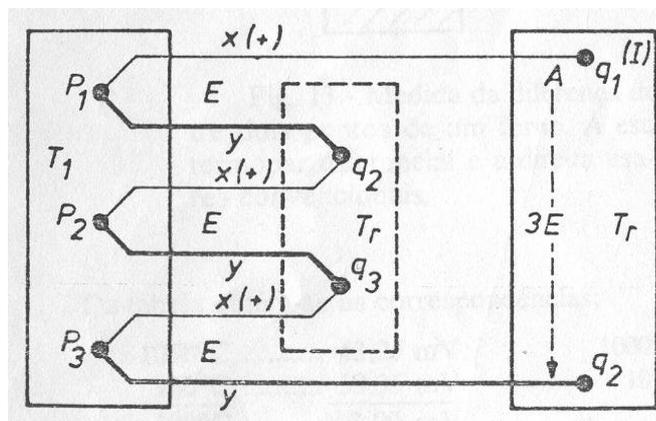


Figura 26 – Associação em série

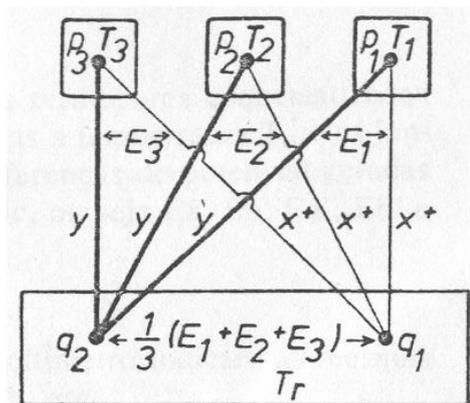


Figura 27 – Associação em paralelo

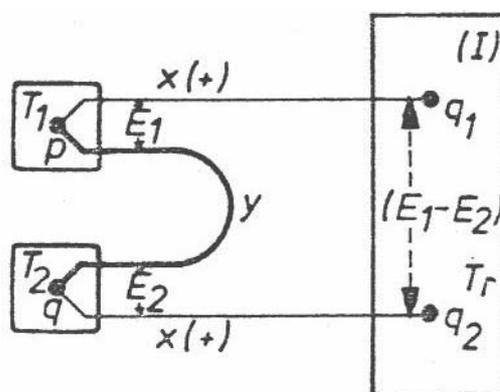


Figura 28 – Termopares diferenciais

A figura 29 ilustra a bancada de experimento de termopares com uma resistência, para aquecer um dos recipientes, sendo o outro recipiente resfriado com gelo, e os terminais, para fazer as ligações dos plug's no multímetro, sendo dessa forma possível a realização dos experimentos.

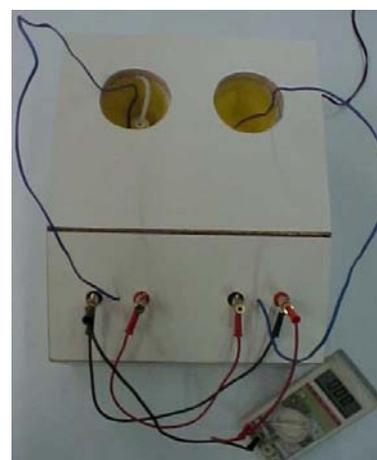
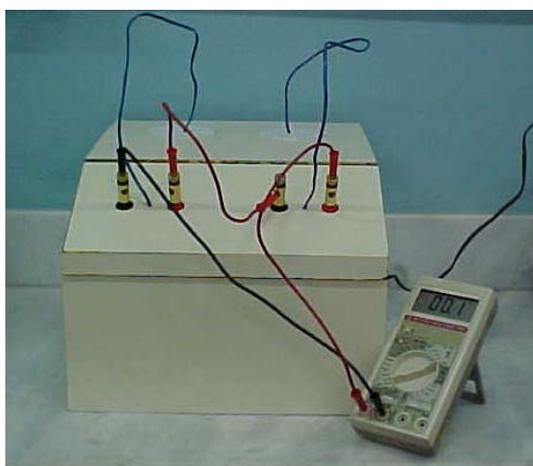


Figura 29 – Bancada de experimento de termopares

A realização deste trabalho teve como intuito demonstrar aos alunos e pessoas da área de interesse a comprovação do funcionamento, de acordo com as leis dos termopares, e das ligações que podem ser efetuadas por esses sensores de temperatura.

## 4.2. ANÁLISE DO CÁLCULO DE INCERTEZA DE MEDIÇÃO

### 4.2.1 – MODELO MATEMÁTICO

Para a representação do modelo matemático de calibração são levadas em conta todas as variáveis presentes no processo. Entretanto, se alguma não for significativa, então será considerada nula para efeito de cálculo da incerteza. Desta forma chegou-se ao seguinte modelo:

$$M = P + R_b + R_i + E_s + E_x$$

onde,

M: mensurando;

P: padrão;

R<sub>b</sub>: resolução do banho térmico;

R<sub>i</sub>: resolução do indicador;

E<sub>s</sub>: estabilidade;

E<sub>x</sub>: exatidão da entrada do medidor de temperatura

### 4.2.2 – CÁLCULO DE INCERTEZA DE MEDIÇÃO

A seguir temos as planilhas dos resultados obtidos:

- Dados obtidos durante a calibração podem ser visto na tabela que se segue:

Tabela 6 – Dados de calibração do termopar

Valor Nominal °C	Indicação do Padrão °C			Indicação do Mensurando °C		
	Série I	Série II	Série III	Série I	Série II	Série III
30,00	30,00	30,00	30,00	28,00	27,90	28,00
50,00	50,00	50,00	50,00	48,60	48,30	48,5
70,00	70,00	70,00	70,00	68,2	68,00	68,20
90,00	90,00	90,00	90,00	88,00	87,70	87,80

- Média e desvio padrão da temperatura, de acordo com a tabela abaixo:

Tabela 7 – Média e desvio padrão

V.V.C °C	Indicação Média do Padrão - $t_{pm}$ °C	Indicação Média do Mensurando - $t_{lm}$ °C	Desvio Padrão - $T_p$ °C
30,00	30	27,95	0,05
50,00	50	48,45	0,15
70,00	70	68,13	0,12
90,00	90	87,83	0,15

A Incerteza dos resultados é dada pela fórmula abaixo:

$$I_r = k.[ I_{bt}^2 + s_m^2 + s_{ib}^2 + s_{ii}^2 + s_b^2 + s_{ie}^2 ]^{1/2}$$

onde,

$I_r$ : incerteza do resultado;

k: fator de abrangência;

$s_m$ : incerteza do tipo A;

$I_{bt}$ : incerteza do padrão – certificado;

$s_{ib}$ : incerteza do tipo B (associada à resolução do banho térmico);

$s_{ii}$ : incerteza do tipo B (associada à resolução do indicador);

$s_b$ : incerteza do tipo B (estabilidade do banho);

$s_{ie}$ : incerteza do padrão indicador– certificado.

- Incerteza do padrão ( $I_{bt}$ ):

$$I_{bt} = (0,1+0,1*leitura/100) / \sqrt{3}$$

- Incerteza das indicações do mensurando ( $s_m$ ):

$$s = [\sum(t_i - t_m)^2 / (n - 1)]^{1/2}$$

onde,

$t_i$ : temperatura indicada no instrumento;

$t_m$ : temperatura média de  $n$  leituras;

$n$ : número de leituras

$$s_m = s / \sqrt{n}$$

- Incerteza associada à resolução do banho ( $s_{ib}$ ):

$$R_b = \text{menor divisão} / 2$$

$$= 1/2$$

$$= 0,5$$

A distribuição de probabilidade é retangular, logo:

$$S_{ib} = R_b / \sqrt{3}$$

$$= 0,029 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Incerteza associada à resolução do indicador ( $s_{ii}$ ):

$$R_i = \text{menor divisão} / 2$$

$$= 1/2$$

$$= 0,5$$

A distribuição de probabilidade é retangular, logo:

$$S_{ii} = R_i / \sqrt{3}$$

$$= 0,003 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Incerteza na estabilidade do banho ( $s_b$ ):

A distribuição dessa incerteza é retangular, logo:

$$S_b = 0,05 / \sqrt{3}$$

$$= 0,029 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Incerteza na exatidão da termoresistência ( $s_{ie}$ ):

A distribuição dessa incerteza é retangular, logo:

$$S_{ie} = 0,2 / \sqrt{3}$$

$$= 0,115 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Grau de Liberdade Efetivo ( $V_{ef}$ ):

$$V_{ef} = [i^4(y) / (\sum(i_i^4(y)/v_i))]$$

onde,

$V_{ef}$ : grau de liberdade efetivo;

$i(y)$ : incerteza total;

$i_i(y)$ : incerteza de cada componente;

$v_i$ : grau de liberdade de cada componente.

- Fator de abrangência ( $k$ ):

O fator de abrangência  $k$  é obtido através da tabela de Student para um nível de confiança de 95% para o Grau de Liberdade Efetivo.

Tabela 8 – Planilha de cálculo da incerteza

Grandeza Xi	Estimativa xi	Incerteza Padronizada	Distribuição de probabilidade	Coefficiente de sensibilidade (ci)	Incerteza Ii(y)	Grau de Liberdade Efetivo Vef
Padrão - exatidão	90,00	0,110 °C	retangular	1,000 °C	0,110	inf
Mensurando (dispersão)	87,83	0,088 °C	normal	1,000 °C	0,088	2,000
Resolução - banho	0,00	0,029 °C	retangular	1,000 °C	0,029	inf
Resolução - indicador	0,00	0,003 °C	retangular	1,000 °C	0,003	inf
Estabilidade	0,00	0,029 °C	retangular	1,000 °C	0,029	inf
Exatidão (medidor de temperatura)	0,00	0,115 °C	retangular	1,000 °C	0,115	inf
					0,187	40,08
k= 2,07					<b>0,39</b>	

Incerteza expandida: 0,39 °C

Resultado: T = (87,83 ± 0,39) °C

### 4.3. ANÁLISE DA INCERTEZA DE MEDIÇÃO DE TEMPERATURA EM FUNÇÃO DO MÉTODO DE FABRICAÇÃO DE TERMOPAR

Para a medição de temperatura, dispõe-se de uma vasta gama de instrumentos. Devido a fatores como: simplicidade, flexibilidade e resposta linear para uma ampla faixa de temperatura, o termopar é um dos sensores mais utilizados.

Portanto, sendo necessário garantir a confiabilidade da medição de temperatura por meio do termopar, onde para assegurar a correta medição desse medidor depende-se, principalmente, da qualidade da junção dos fios que compõem o par termoelétrico.

Então, propôs-se avaliar o melhor método de fabricação que garantisse a maior exatidão nas medições de temperatura no qual os materiais utilizados na realização do trabalho foram cinco termopares tipo T (cobre-constantan), um banho térmico tipo bloco seco (T-350P) para a calibração dos medidores de temperatura, uma placa de aço pintada de preto para absorver calor com as dimensões de 7,5x130x167mm e uma câmara de aquecimento com as dimensões de 264x185x220mm para alojar os termopares, um bocal de cerâmica e uma lâmpada de 40, 60 e 100W, referente a emissão de energia, e um sistema de aquisição de dados para posterior tratamento das informações. A figura 30 ilustra a câmara de aquecimento com os itens que a compõem.



Figura 30 – Câmara de aquecimento e placa com termopares

Na execução do trabalho foram comparados os sinais de cinco termopares cuja união de fios foi obtida por: gás (oxi-acetileno); arco elétrico em atmosfera não oxidante (gás argônio); arco elétrico em atmosfera oxidante (ar); fusão de estanho e entrelaçamento manual.

Os medidores de temperatura foram calibrados num banho térmico tipo bloco (T-350P), padrão secundário do laboratório de transferência de Calor/NTI/UFRN, para aferição. Por meio da tabela 9 pode se observar os valores obtidos da calibração dos termopares.

Tabela 9 – Calibração dos termopares

Valor Nominal	30	50	70	90	
Valor do Padrão	30,0	50,0	70,0	90,0	
TP – Arco Elétrico com Argônio	Valor Médio	27,95	48,45	68,13	87,83
	Desvio Padrão	0,05	0,15	0,12	0,15
	Incert.Exp.	0,29	0,36	0,35	0,39
TP – Arco Elétrico	Valor Médio	27,90	48,35	68,00	87,53
	Desvio Padrão	0,10	0,15	0,17	0,15
	Incert.Exp.	0,31	0,36	0,39	0,39
TP - Estanho	Valor Médio	27,70	48,15	68,87	87,57
	Desvio Padrão	0,10	0,15	0,23	0,21
	Incert.Exp.	0,31	0,36	0,47	0,44
TP - Oxiacetileno	Valor Médio	27,65	48,15	68,83	87,53
	Desvio Padrão	0,05	0,15	0,12	0,15
	Incert.Exp.	0,29	0,36	0,35	0,39
TP - Manual	Valor Médio	6,10	20,97	35,67	59,93
	Desvio Padrão	20,12	23,86	28,21	31,99
	Incert.Exp.	52,84	62,74	74,16	84,10

As incertezas expandidas apresentadas no cálculo são baseadas nas incertezas padronizadas combinadas multiplicadas por um coeficiente de abrangência  $k \cong 2$ , fornecendo um nível de confiança de cerca de 95%. As incertezas expandidas dos termopares foram: solda sem gás – incerteza = 0,36°C; solda com gás – incerteza = 0,38°C; solda óxido-acetileno – incerteza = 0,36°C; solda estanho – incerteza = 0,47°C; a solda manual como pode ser visto na tabela anterior apresentou uma discrepância nos valores decorrentes da calibração devido ao aquecimento no insert pelo probe, onde, dessa forma, a junção de medição do termopar ia variando a medida que ocorria o aquecimento e, então, obtendo valores não condizentes com o que estava sendo aplicados pela termoresistência do calibrador.

Em seguida, os termopares foram confinados num meio com controle de temperatura e submetidos a três condições de aquecimento. Todos os termopares foram conectados a um sistema de aquisição de dados por computador. Os dados obtidos foram utilizados para

produção de gráficos que permitiram visualizar as curvas de aquecimento de cada termopar. A figura 31 ilustra os gráficos obtidos.

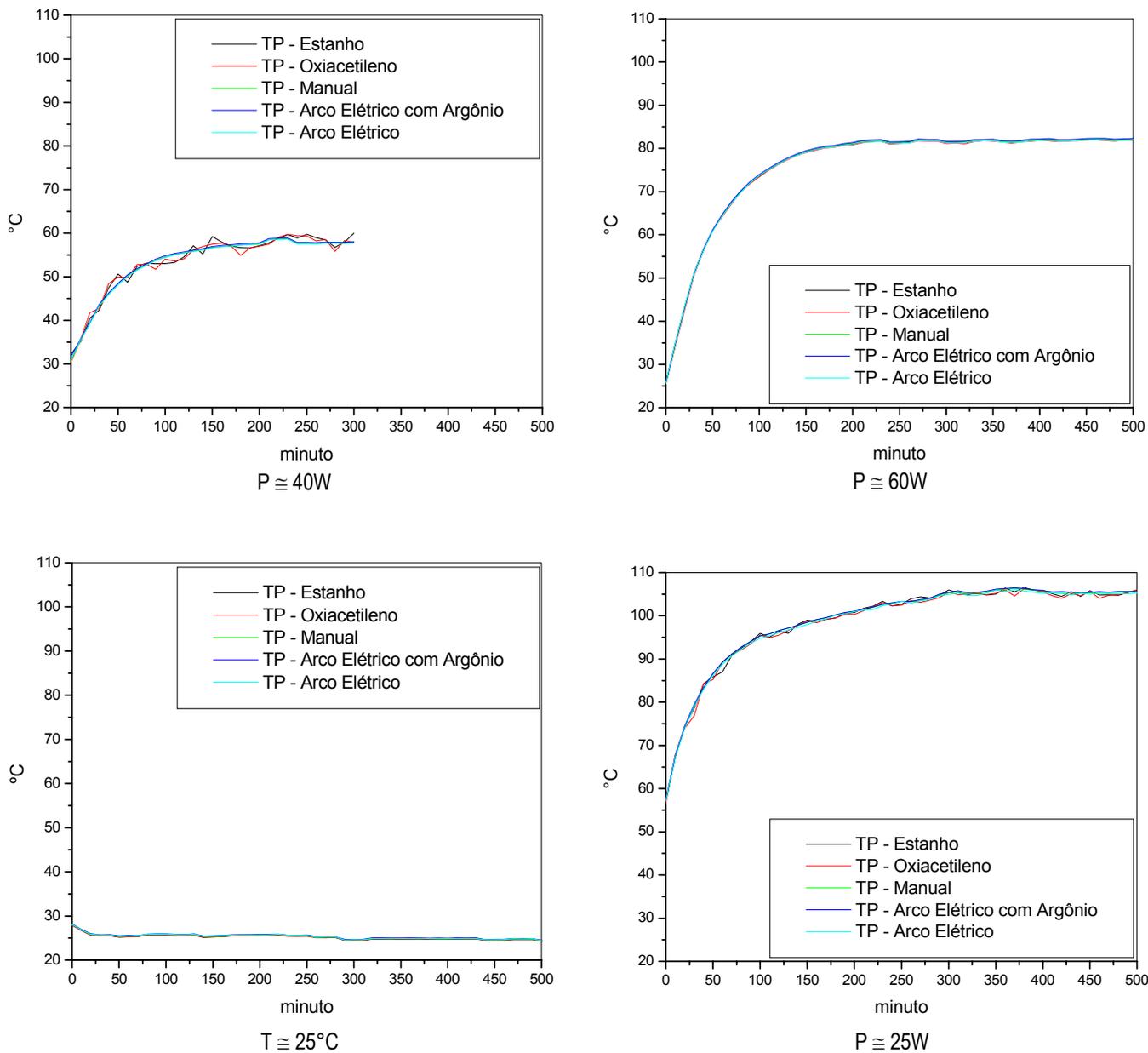


Figura 31 – Gráficos das curvas de aquecimento dos termopares

#### 4.4. DETERMINAÇÃO DE BSW DO PETRÓLEO

Os resultados obtidos na medição de BSW por meio da leitura efetuada nos tubos de ensaio conforme é ilustrada na figura 32, utilizando-se equipamentos apropriados que foram concedidos nas instalações do laboratório de Polímeros vinculado ao laboratório de Petróleo do PRH ANP-30, estão dispostos na tabela 10 – referentes ao volume combinado de água e sedimentos – e na tabela 11 que apresenta a média dos valores obtidos.



Figura 32 – Amostras depois de realizado o experimento

Tabela 10 – Valores obtidos do volume combinado de água e sedimentos

Tubo	Medição 1	Medição 2	Medição 3
1	1,5	1,5	1,5
2	1,5	1,5	1,5
3	1,4	1,4	1,4
4	1,5	1,5	1,5

Tabela 11 – Média dos valores obtidos do volume combinado de água e sedimentos

Tubo	Média
1	1,5
2	1,5
3	1,4
4	1,5

Para o cálculo de água e sedimentos da amostra seguiu-se a seguinte fórmula:

$$V = [(V_{s1} + V_{s2} + V_{s3} + V_{s4}) / (V_{t1} + V_{t2} + V_{t3} + V_{t4})] * 100$$

Onde:

$V$  é a porcentagem em volume de água e sedimentos da amostra;

$V_{s1}$  é o volume de água e sedimentos no tubo 1, em milímetros;

$V_{s2}$  é o volume de água e sedimentos no tubo 2, em milímetros;

$V_{s3}$  é o volume de água e sedimentos no tubo 3, em milímetros;

$V_{s4}$  é o volume de água e sedimentos no tubo 4, em milímetros;

$V_{t1}$  é o volume da amostra no tubo 1, em milímetros;

$V_{t2}$  é o volume da amostra no tubo 2, em milímetros;

$V_{t3}$  é o volume da amostra no tubo 3, em milímetros;

$V_{t4}$  é o volume da amostra no tubo 4, em milímetros;

Obtendo-se o valor abaixo:

$$V = 1,475\%$$

Seguindo a norma ABNT 14647, onde aconselha a arredondar os valores de acordo com os seguintes tópicos:

- Acima de 2,00% V/V, arredondar em relação ao 0,1% V/V mais próximo;
- Na faixa de (0,20 a 2,00)% V/V, arredondar em relação ao 0,05% V/V mais próximo;
- Abaixo de 0,20% V/V, arredondar como mostrado na tabela 12.

Tabela 12 – Relatório de resultados de água e sedimentos

Volume de água e sedimentos ml		Total de água e sedimentos % V/V
Tubo 1	Tubo 2	
Não visível	Traços	0
Não visível	0,025	0,025
0,025	0,025	0,05
0,025	0,05	0,075
0,05	0,05	0,10
0,05	0,075	0,125
0,075	0,075	0,15
0,075	0,10	0,175

Como o valor obtido encontra-se na faixa de (0,20 a 2,00)%, então se arredondou o resultado de 1,475% para 1,5%. Sendo este valor referente a quantidade combinada de água e sedimentos da solução de 100ml, mas como apenas se encontra 50ml de petróleo na mistura, então deve-se multiplicar esse valor por 2 para chegar ao valor do BSW..

$$BSW = 1,5 * 2$$

$$BSW = 3\%$$

Para a realização dessa medição foi utilizada uma amostra de petróleo fornecida pela Estação Coletora de Lorena do Ativo de Produção Mossoró – Petrobras, onde já se encontravam informações como nome do poço, vazão, diâmetro e profundidade da bomba, nível, a unidade de bombeio e o curso por minuto efetuado, além de já estarem determinados previamente a vazão e o valor do BSW. Desta forma, servindo como parâmetro para se fazer uma análise crítica dos resultados. Uma vez que o valor do BSW informado pela Petrobras foi de 3%, ou seja, o mesmo valor obtido em laboratório, concluindo-se que as medições de ambas as partes estavam de acordo com a norma e apresentavam uma reprodutibilidade.

## 5. CONCLUSÃO

A pesquisa teve como objetivo principal garantir a confiabilidade metrológica na medição da grandeza temperatura, por meio da calibração de instrumentos que fossem capazes de atender de forma prática e com maior exatidão as necessidades de medição da indústria de petróleo e gás. Além de apresentar um modelo matemático condizente com a calibração dos instrumentos no qual expressasse de forma clara a incerteza envolvida na leitura.

Todo esse trabalho foi possível por meio de estudos e pesquisas que levaram a escolha do termopar como instrumento viável para as medições, devido a sua simplicidade, resistência, baixo custo, flexibilidade de aplicação e por cobrir uma ampla faixa de temperaturas. Sendo também necessária a criação de uma bancada de experimentos de termopares que pode comprovar as leis que atuam nesse medidor, como também as ligações por meio de circuitos especiais, tais como: associação em série e termopares diferenciais, onde, dessa forma, pode-se assegurar a eficiência desses medidores de temperatura.

Através dos conhecimentos obtidos por meio do estudo do cálculo de incerteza de medição foi possível fazer a análise de incerteza de medição em função dos métodos de fabricação de termopares, uma vez que a confiabilidade metrológica desses instrumentos depende da junção dos fios que compõem o par termoelétrico. Então, checkou-se que o método de união utilizando-se do arco elétrico com gás argônio e do oxiacetileno eram os que apresentavam maior exatidão nas medições. Mas nessa mesma análise foi exposta os dados de incerteza de medição, como também gráficos que relacionavam as medições de cada método de fabricação para quem fosse utilizar dessas informações escolhesse o que melhor se adequasse as suas necessidades e condições.

Na medição do BSW do petróleo percebeu-se a necessidade do controle da temperatura, devido à necessidade de reproduzir as condições de temperatura a qual o óleo está submetido no reservatório e assim obter resultados que possam apresentar o valor real do volume de óleo produzido em determinado reservatório, onde tal conhecimento é importante para avaliar a viabilidade econômica de sua exploração e fazer um levantamento futuro do potencial de estoque desse poço produtor.

Portanto, sendo o cronograma, feito no plano de trabalho, concluído por meio das tarefas realizadas e dos resultados obtidos, que contribuíram na confiabilidade metrológica na medição da grandeza temperatura.

## 6. BIBLIOGRAFIA

VIM – Vocabulário Internacional de Metrologia. 2000. INMETRO.

Guia para a Expressão da Incerteza de Medição. 1998. INMETRO.

LINK, W. Metrologia Mecânica. Expressão da Incerteza dos resultados. 1998. IPT/MITUTOYO/INMETRO/SBM.

LINK, W. Tópicos Avançados da Metrologia Mecânica. Confiabilidade Metrológica e suas Aplicações. 2000. EMIC/IPT/MITUTOYO/INMETRO/SBM.

COUTO, P.; OLIVEIRA, J.; CINELLI, L. Algumas considerações sobre as metodologias de cálculo da estimativa da incerteza de medição no ISO GUM 95. In: Metrosul III, Curitiba, 2002. Anais. Curitiba: Rede Paranaense de Metrologia e Ensaios.

GONÇALVES Jr., A. Metrologia: Parte 1. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina. 2002.

LOMBARDI, G.; SILVA, P.; FILHO, O. Sistemas de confecção, aferição e implatação de pares termoeletricos. In: VII Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Uberlândia, 1983. Anais. Uberlândia, ABCM.

BORCHARDT, I. e Gomes, A. Termometria Termoeletrica Termopares. 1979. SAGRA S.A.

STONIER, R. Measurement and Instruments. 2003. Ashrae Handbook Series.

LOPES, P. A. Probabilidades & Estatística. Conceitos, Modelos e Aplicações em Excel. 1999. Reichamann & Affonso Editores.

SILVA, W. P., SILVA, C. M. D. P. S. e NASCIMENTO, M. S. – Tratamento de Dados Experimentais -- 1995 – Universitária João Pessoa.

MAITELLI, A. L. e DE LIMA, C. E. G. – Seminário AUTOMAÇÃO DE TESTES DE PRODUÇÃO E DETERMINAÇÃO DO BSW DE POÇOS PRODUTORES DE PETRÓLEO.

Normas técnicas da ABNT (NBR 14647)

Normas técnicas da Petrobras (N-2723)

Notas de aulas utilizadas na disciplina de Sistemas de Medida.

Notas de aulas utilizadas na disciplina de Metrologia.

Notas de aulas utilizadas na disciplina de Cálculo de Incerteza de Medição.

Notas de aulas utilizadas na disciplina de Laboratório de Transmissão de Calor.

Notas de aulas utilizadas na disciplina de Laboratório de Mecânica dos Fluidos.

Notas de aulas utilizadas na disciplina de Introdução à Engenharia do Petróleo.

## 7. ANEXO



**Universidade Federal do Rio Grande do Norte**  
**Centro de Tecnologia**  
**Departamento de Engenharia Mecânica**

**CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**COORDENAÇÃO DE ESTÁGIO**

Professores: Francisco de Assis Oliveira Fontes  
José Ubiragi de Lima Mendes

Relatório de Estágio – Engenharia Mecânica

**Petrobras – UN/RNCE**

**Ativo de Produção Mossoró/ Manutenção e Inspeção**

**Realizado por: Paulo Alison Sousa Pessoa**

**Matricula: 200231088**

**Mossoró, 08 de Janeiro de 2007.**

## **IDENTIFICAÇÃO**

### ➤ **Do Aluno:**

Aluno: Paulo Alison Sousa Pessoa

Matricula: 200231088

Endereço: Rua Ilha de Marajó, 1244, Conjunto Soledade 2, Potengi, CEP 59129-070,  
Natal-RN.

E-mail: [pauloalison@msn.com](mailto:pauloalison@msn.com)

Fone: 084- 3661-2950

Celular: 084- 8826-0923

### ➤ **Da empresa**

Empresa: Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

Endereço: Avenida do Contorno, S/N, BR-304, Km 46, Alto Sumaré, CEP 59633 – 900,  
Mossoró-RN

Fone: (84) 3323-2704

### ➤ **Supervisor de Estágio**

Supervisor: Engenheiro de Equipamentos Sênior Antônio Pitombeira Fernandes de  
Carvalho

E-mail: [pitombeira@petrobras.com.br](mailto:pitombeira@petrobras.com.br)

Fone: (84) 3323-2694

### ➤ **Do estágio**

Período: 09/11/06 a 08/01/07

Setor da Empresa: Manutenção e Inspeção do Ativo de Produção Mossoró  
(ATP-MO/MI)

Função: Estagiário

## **TERMO DE COMPROMISSO**

**Eu, Paulo Alison Sousa Pessoa portador do R.G. de nº 1837292 SSP/RN,** inscrito no cadastro de pessoas físicas sob o nº 010680344-16, aluno do curso de engenharia mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte e estagiário do Petróleo Brasileiro SA – Petrobras, assumo total responsabilidade pela veracidade das informações contidas neste relatório.

---

Paulo Alison Sousa Pessoa  
ESTAGIÁRIO

## **TERMO DE COMPROMISSO**

**Eu, Antônio Pitombeira Fernandes de Carvalho, portador do C.I. de nº 10496-D CREA-BA**, inscrito no cadastro de pessoas físicas sob o nº 090.923.903-72, engenheiro de equipamentos sênior da manutenção e inspeção do Ativo de Produção de Mossoró, matrícula nº 15.4663-3, supervisor do estagiário Paulo Alison Sousa Pessoa, assumo total responsabilidade pela veracidade das informações contidas neste relatório.

---

Antônio Pitombeira Fernandes de Carvalho  
ENGENHEIRO DE EQUIPAMENTOS SÊNIOR

# SUMÁRIO

	Pág.
<b>1.0 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>06</b>
<b>2.0 – DESCRIÇÃO DA EMPRESA.....</b>	<b>07</b>
<b>3.0 – ATIVIDADES DESENVOLVIDAS NO ESTÁGIO .....</b>	<b>09</b>
<b>3.1 – ATIVIDADES EM CAMPO .....</b>	<b>10</b>
<b>3.1.1 – OPERAÇÃO DE PRODUÇÃO DE RIACHO DA FORQUILHA.....</b>	<b>10</b>
<b>3.1.2 – OPERAÇÃO DE PRODUÇÃO DE CANTO DO AMARO.....</b>	<b>14</b>
<b>3.2 – MANUTENÇÃO E INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS.....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.1 – UNIDADES DE BOMBEIO.....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.2 – BOMBA DE CAVIDADE PROGRESSIVA.....</b>	<b>18</b>
<b>3.2.3 – BOMBAS CENTRÍFUGAS .....</b>	<b>19</b>
<b>3.2.4 – CALDEIRARIA .....</b>	<b>21</b>
<b>3.3 – AUDITORIA NOS RECURSOS HUMANOS DAS PRESTADORAS DE         SERVIÇOS.....</b>	<b>21</b>
<b>4.0 – DIFICULDADES ENCONTRADAS.....</b>	<b>24</b>
<b>5.0 – ÁREAS DE IDENTIFICAÇÃO COM O CURSO .....</b>	<b>25</b>
<b>6.0 – CONCLUSÃO.....</b>	<b>25</b>
<b>7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>26</b>

## **1.0 – INTRODUÇÃO**

O setor de manutenção e inspeção do Ativo de Produção de Mossoró da Unidade de Negócio do Rio Grande do Norte e Ceará da empresa Petrobras caracteriza-se por manter os equipamentos em funcionamento para garantir a continuidade operacional, como também fiscalizar os trabalhos realizados pelas prestadoras de serviço. E, dessa forma, permitir que a produção de óleo e gás não pare e, assim, atender as necessidades da empresa.

Dentre as várias atividades que são desenvolvidas no ATP-MO/MI, estão: manutenção e inspeção das unidades de bombeio mecânico (UB), bombas de cavidade progressiva (BCP), bombas centrífugas submersas (BCS), bombas centrífugas, compressores, linhas de surgência, vasos de pressão, dutos e equipamentos estáticos (tanques, separadores óleo-gás, tratadores de emulsão óleo-água, filtros e depuradores de gás). Além de auditar, de acordo com os contratos firmados com as prestadoras de serviço, a mão-de-obra, os equipamentos e a execução das atividades.

O presente trabalho tem como objetivo acompanhar pessoal responsável pela fiscalização da execução dos serviços das prestadoras de serviço e realizar auditoria dos recursos humanos das empresas contratadas pela Petrobras, relevantes a realização de tarefas na área de caldeiraria e manutenção. E, portanto, apresentar melhorias no processo de solicitação de contrato com essas empresas, enfatizando a qualificação e certificação de sua mão-de-obra.

Isso é devido à busca de melhorias tanto no processo de produção quanto no quadro funcional, onde para se ter bens e serviços competitivos no mercado atual e clientes satisfeitos é necessário que esses produtos apresentem qualidade, disponibilidade, segurança, confiabilidade e mão-de-obra qualificada e motivada.

## **2.0 - DESCRIÇÃO DA EMPRESA**

A empresa Petrobrás foi criada em outubro de 1953, por meio da Lei 2.004 autorizada com o objetivo de executar as atividades do setor petrolífero no Brasil. E, ao longo de quatro décadas, tornou-se líder em distribuição de derivados no País, num mercado competitivo, colocando-se entre as quinze maiores empresas petrolíferas na avaliação internacional.

Detentora de tecnologias mais avançadas do mundo para a produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, por isso a Companhia foi premiada duas vezes, em 1992 e 2001, pela Offshore Technology Conference (OTC), o mais importante prêmio do setor.

O sucesso que a Petrobrás está tendo consiste na eficiência de suas unidades espalhadas por todo o Brasil: nas refinarias, áreas de exploração e de produção, dutos, terminais, comercialização e transporte de petróleo e seus derivados no Brasil e no exterior, gerências regionais e na grande frota petroleira. Ao todo, são quase 90 Plataformas de Produção, mais de 10 Refinarias, e quase 16.000 km de dutos.

A Petrobrás desenvolve diversas atividades no exterior e mantém consistente atividade internacional, tal como: compra e venda de petróleo, tecnologias, equipamentos, materiais e serviços; operação financeira com bancos e bolsa de valores; recrutamento de pessoal especializado; afretamento de navios; apoio em eventos internacionais, entre outros.

De acordo com o modelo de estrutura organizacional, a Companhia funciona com quatro áreas de negócio – E&P (Exploração e Produção), Abastecimento, Gás & Energia e Internacional – duas de apoio – Financeira e Serviços – e as unidades corporativas ligadas diretamente ao presidente da empresa.

A Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE) é uma das nove unidades do segmento de Exploração e Produção da PETROBRAS, sendo responsável, em terra e no mar, pela exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nas concessões situadas nas bacias sedimentares dos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará. Incluindo, também, tratamento e processamento de hidrocarbonetos, sendo

seus principais produtos o Petróleo (Óleo), o Gás Natural, o Gás Liquefeito de Petróleo (Gás de Cozinha), o Óleo Diesel, o Querosene de Aviação (QAV) e o Biodiesel (planta piloto).

Criada em 1989 (DIGUAR), com Sede em Natal, conta hoje com uma produção diária em torno de 90 mil barris de Óleo, 4 mil barris de Óleo Diesel e 4 milhões de metros cúbicos de Gás Natural, processando 511 toneladas de GLP por dia (39.308 botijões).

O Gás Natural produzido abastece 100% das necessidades dos Parques Industriais dos Estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Paraíba e Pernambuco, a produção de Gás de Cozinha atende a toda demanda do Rio Grande do Norte e Paraíba, e 15% do Ceará. Enquanto a produção de Óleo Diesel abastece o Rio Grande do Norte.

A UN-RNCE é subdividida em ATP's - Ativos de Produção: ATP-MO (Mossoró); ATP-ARG (Alto do Rodrigues); ATP-M (Mar) e a UTPF (Unidade de Tratamento e Processamento de Fluídos - Guamaré).

O ATP-MO é subdividido em setores, onde cada um deles é responsável por determinadas áreas de engenharia e atividades específicas, na qual está inserida a Manutenção e Inspeção (MI), onde tem a missão de atuar na manutenção e inspeção da UN-RNCE, Ativo Mossoró, dentro dos melhores referenciais da Petrobras na atividade, contribuindo para a maximização dos resultados da Companhia.

### **3.0 - ATIVIDADES DESENVOLVIDAS NO ESTÁGIO**

Como atividade inicial realizou-se uma ambientação do estagiário com o setor de manutenção e inspeção, bem como, com suas atividades e área de abrangência no Ativo de Produção Mossoró. Fornecendo, dessa forma, conhecimento e informações essenciais para a realização do estágio.

Tendo o estágio e suas atividades como objetivo o aperfeiçoamento e desenvolvimento de conhecimentos e habilidades do estagiário, bem como, a realização de uma auditoria nos recursos humanos da empresas prestadoras de serviço da manutenção e inspeção do ATP-MO/MI, relacionados à área de caldeiraria.

- **Atividades:**

1. Ambientação com as atividades da manutenção e inspeção do ATP-MO;
2. Ambientação nas estações de operação de produção de Riacho da Forquilha e Canto do Amaro e nas estações coletoras de Upanema, Lorena, LPX e Fazenda Belém;
3. Acompanhamento na inspeção das unidades de bombeio mecânico;
4. Acompanhamento na inspeção das bombas de cavidade progressiva;
5. Acompanhamento na inspeção das bombas centrífugas;
6. Acompanhamento na inspeção das linhas de surgência e dutos;
7. Auditoria dos recursos humanos da empresas prestadoras de serviço a Petrobras;
8. Pesquisa e leitura de normas relacionada às atividades atinentes da manutenção e inspeção do ATP-MO.

## **3.1 – ATIVIDADES EM CAMPO**

O Ativo de Produção Mossoró se divide em duas áreas operacionais que são: Riacho da Forquilha e Canto do Amaro.

A Operação de Riacho da Forquilha abrange toda a área sul de Mossoró e, também, o campo de Fazenda Belém, localizada na região leste do Ceará. Enquanto que a Operação de Canto do Amaro abrange a área norte de Mossoró, sendo este o maior campo terrestre produtor de petróleo do Brasil.

### **3.1.1 – RIACHO DA FORQUILHA**

A produção bruta de petróleo do campo é armazenada em tanques, sendo posteriormente escoada por oleoduto para a Estação Coletora e Compressora de Upanema (ECC-UPN), enquanto a produção de gás natural é escoada por gasoduto para o Pólo Guamaré. Os métodos de elevação natural (surgência) e artificial do tipo gás-lift são utilizados nos poços da concessão de Riacho da Forquilha, sendo a produção posteriormente escoada, através do manifold, para os vasos separadores de teste ou de produção da estação central. A água livre produzida pelo campo é tratada e, após a medição, é injetada para elevação secundária do reservatório do campo. A Figura 1 ilustra o diagrama esquemático das instalações da concessão de Riacho da Forquilha:

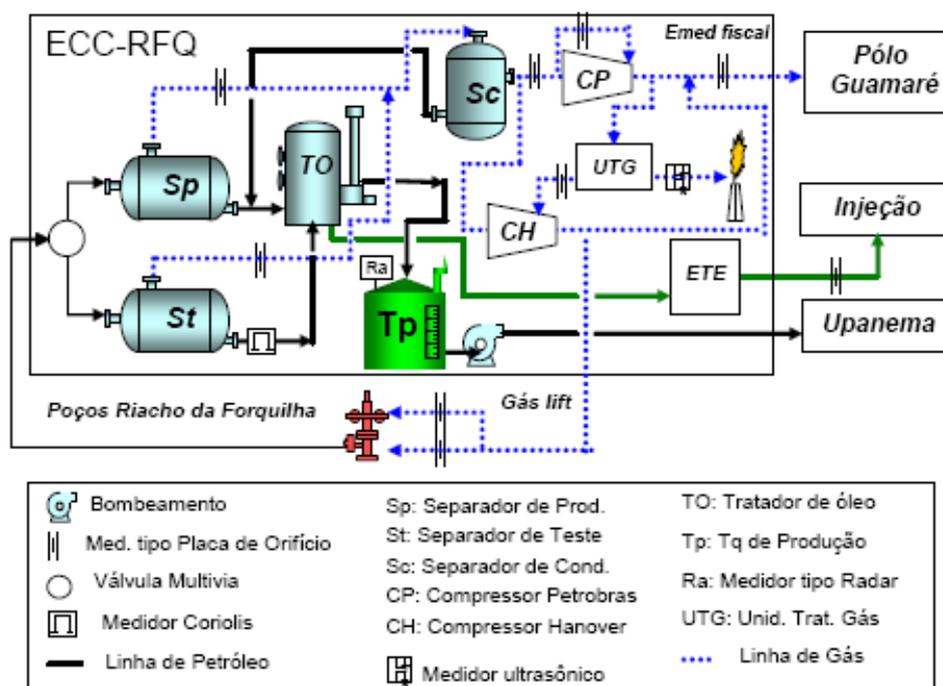


Figura 1 – Fluxograma simplificado de processo das instalações da concessão de Riacho da Forquilha.

A estação de operação de Riacho da Forquilha foi a primeira que visitamos para tomar conhecimento das atividades desenvolvidas pelo ATP-MO/MI. Nessa estação conheceu-se a oficina da manutenção e inspeção, bem como, os responsáveis pelo seu funcionamento, onde a sua função é manter os equipamentos em funcionamento e inspecionar os trabalhos realizados pelas prestadoras de serviço.

Em seguida, foram apresentadas as instalações da estação mostrando inicialmente os tanques separadores de óleo e água que recebe os fluidos dos poços e faz a separação deles. A estação de tratamento de efluentes (ETE) que faz mais uma filtragem no óleo para retirar a maior quantidade de água do óleo. Onde depois a água segue para os tanques de tratamento de água, para que esta possa ser injetada no poço para a retirada de um volume maior de óleo. Na figura 2 podemos ver as instalações da Estação de Operação de Produção de Riacho da Forquilha.



Figura 2 – Instalações de produção de Riacho da Forquilha

O fluxo de água é feito por meio de bombas centrífugas que enviam a água diretamente para os poços e por bombas centrífugas que mandam para um tanque de aquecimento, onde é aquecida a aproximadamente 95°, e posteriormente colocada num caminhão pipa para ser injetada nos poços.

Depois, foi mostrado um dos sistemas de elevação artificial da estação que é o gás-lift. Este é um método que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna do fluido (gás-lift contínuo) ou simplesmente para deslocá-la (gás-lift intermitente) de uma determinada profundidade até a superfície. É um método muito versátil em termos de vazão, de profundidade, e é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos. Na figura 3 é ilustrado o sistema de gás-lift.

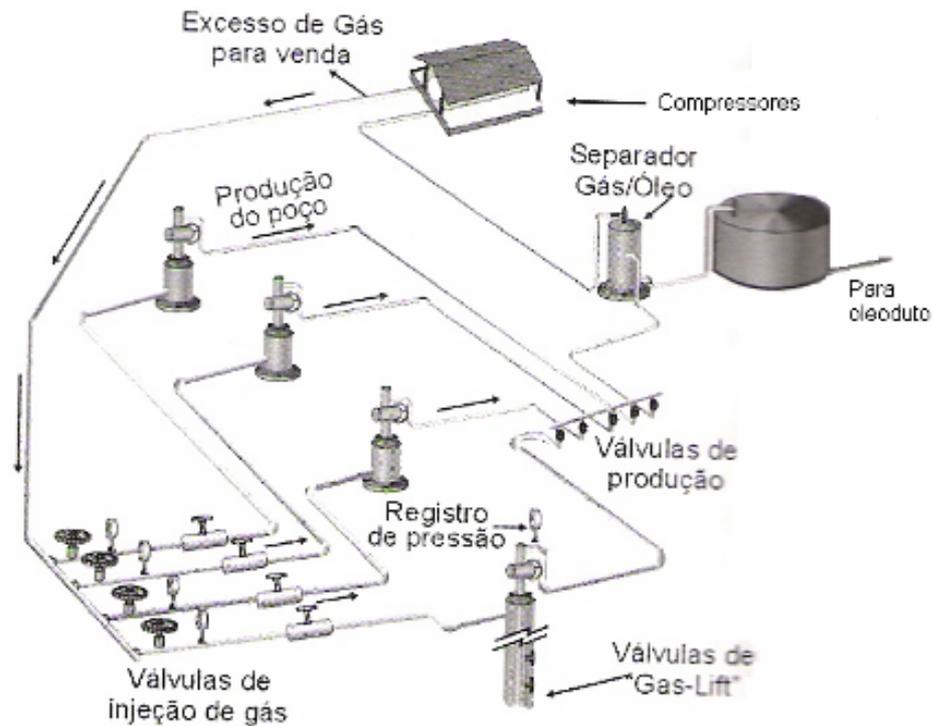


Figura 3 – Sistema de gás-lift

No galpão próximo ao sistema de gás-lift há compressores que comprimem o gás produzido a uma pressão por volta de  $10 \text{ kgf/cm}^2$  para serem enviados para o campo de Estreito do Ativo de Produção Alto dos Rodrigues e, em seguida, para o Pólo de Guimarães. Onde foi visto, também, os motores destes que no caso eram aspirados, no qual havia dois compressores de três estágios e um compressor de quatro estágios, e suas particularidades de arrefecimento do sistema de tubulação de gás de percurso. Além de possuírem partida a ar comprimido, proveniente de compressores menores.

Já no campo, fiz acompanhamento, com um técnico da Petrobras, de inspeção das linhas de surgência que apresentavam não conformidade com o padrão de linhas de surgência PP-23-04154-C, no qual este se encontrava desalinhado com os demais e também sem suporte, deste modo ficando em contato com o solo e ocasionando a agressão de seu material, podendo vir a apresentar corrosão e conseqüentemente vazamentos de óleo.

Em outra oportunidade, fiz acompanhamento, com um engenheiro de equipamentos, da inspeção dos serviços de manutenção preventiva e corretiva nas unidades de bombeio (UB) e nas bombas de cavidade progressiva (BCP) feitos pela empresa contratada, onde acompanhado do supervisor mecânico da empresa fizemos as inspeções por meio de fichas de

serviço para comparar com o que estava feito pela prestadora de serviço e como se encontrava as UB's e BCP's. Posteriormente, fomos à estação coletora de Três Marias inspecionar a manutenção de uma bomba centrífuga, com relação a vazamento de fluido pelo selo.

Nas estações coletoras da área sul foram vistos a mesma estrutura de Riacho da Forquilha, mas de tamanho menor. Acompanhamos o engenheiro de equipamentos habilitado no SPIE (Serviços Próprios de Inspeção de Equipamentos) nas visitas as áreas. Em Upanema e Lorena ocorreu a verificação dos dutos, tanques, bombas, compressores, manifolds e tubulação de gás. Já em LPX acompanhou-se a inspeção de dutos, tanques, vasos de pressão, onde foi visto que as tubulações próximas as bombas de injeção de água apresentavam corrosão. Na figura 4 é mostrada a corrosão nos tubos. Também foram vistos os lançadores de Pig e queimador de gás.



Figura 4 – Corrosão nos tubos

### 3.1.2 – CANTO DO AMARO

Na estação de operação de Canto do Amaro fez-se ambientação no setor de trabalho, tomando conhecimento das atribuições e visita a área de estoque de material da caldeiraria. Depois se fez acompanhamento com técnico responsável na fiscalização das linhas de urgência, onde se inspecionou a relocação do encaminhamento no campo e se foram atendidas as solicitações de manutenção, como troca de tubos danificados, amassados ou

corroídos, revestimento de tubos enterrados, passagem de tubos por baixo de pistas de rolagem, etc. A figura 5 ilustra uma passagem de feixe de linhas de surgência.



Figura 5 – Tubos de surgência.

No trecho de Canto do Amaro (ATP-MO) à Estreito B (ATP-ARG) acompanhei o técnico responsável na fiscalização do revestimento do duto, pelo qual é bombeada toda a produção de óleo de Canto do Amaro a Estreito e que por sua vez manda para UTPF em Guamaré.

Para a realização do revestimento com fita foram feitos trabalhos de lixamento para posterior aplicação do Primer e, assim, revestir o duto. Isso se deve porque o duto encontrava-se com sua estrutura danificada pela corrosão e, então, soldou-se uma chapa (bacalhau) em torno da região, depois se fez a inspeção de ensaio não destrutivo de líquido penetrante para posterior revestimento. A figura 6 mostra o serviço de revestimento. Após revestir o duto coloca-se uma barra com um ímã na região externa, para verificação quando for passado o Pig instrumentado que na região foi feito reparo.



Figura 6 – Execução do revestimento no duto

A 10 km, do ponto de trabalho de revestimento, na mesma linha de dutos, acompanhou-se o inspetor de dutos na inspeção por meio de relatório e gráfico fornecidos pelo Pig instrumentado, inspeção visual e por ultra-som. Na figura 7 é mostrado o duto a ser inspecionado.



Figura 7 – Duto para inspeção

## **3.2 – MANUTENÇÃO E INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS**

### **3.2.1 – UNIDADE DE BOMBEIO MECÂNICO (UB)**

As UB's fazem parte do sistema de elevação artificial de bombeio mecânico com hastes, onde nesse método o movimento alternativo por um motor elétrico ou de combustão interna é transformado em movimento alternativo por unidade de bombeio localizada próxima a cabeça do poço. Uma coluna de haste transmite o movimento alternativo para o fundo do poço, acionando uma bomba que eleva os fluidos produzidos pelo reservatório para a superfície.

A unidade de bombeio é o equipamento que converte o movimento de rotação do motor em movimento alternativo das hastes. A escolha de uma unidade de bombeio para determinado poço deve levar em consideração o máximo torque, a máxima carga e o máximo curso de haste polida que irão ocorrer no poço. A unidade escolhida deve atender às três solicitações de forma a não sofrer danos quando da operação.

Na inspeção de serviço prestado pelas empresas contratadas na área sul do Ativo de Produção Mossoró foi verificada a estrutura das unidades de bombeio, qual são compostas por base, tripé, viga transversal ou balancim, cabeça da UB e biela da manivela. Também se verificou os contrapesos, onde estes são utilizados para dá uma distribuição mais uniforme das cargas durante o ciclo de bombeio, e o motor será exigido de forma mais contínua, prolongando sua vida útil. Pois no curso ascendente os contrapesos estão descendo, diminuindo a potência requerida do motor e no curso descendente o motor deve fornecer energia para elevar os contrapesos.

Outra parte da UB verificada foi a caixa de redução que transforma a energia de alta velocidade e baixo torque do motor em energia de alto torque e baixa velocidade. E, também, o motor que pode ser elétrico ou de combustão interna, nos locais onde existe energia elétrica disponível são utilizados motores elétricos, pois apresentam maior eficiência, menor custo operacional e menor ruído. Na figura 8 é ilustrada uma unidade de bombeio.



Figura 8 – Unidade de Bombeio Mecânico

Inspecionou-se ainda a existência do protetor de correia e ocorrência de vibrações, o estado físico das correias de transmissão de rotação, o alinhamento das polias e a existência de cerca de proteção ao redor da UB, além de verificar outras solicitações nas fichas de serviços acordados entre a Petrobras e a empresa contratada. Esses trabalhos foram realizados no campo da estação de Riacho da Forquilha

### **3.2.2 – BOMBA DE CAVIDADES PROGRESSIVAS (BCP)**

O bombeio por cavidades progressivas é o método de elevação artificial em que a transferência de energia ao fluido é feita através de uma bomba de cavidades progressivas. É uma bomba de deslocamento positivo que trabalha imersa em poço de petróleo, constituída de rotor e estator. Um sistema BCP consta de uma bomba de superfície composta unicamente por uma camisa estacionária e um rotor com forma helicoidal, normalmente acionado da superfície por uma coluna de hastes semelhante à utilizada no bombeio mecânico. Um motor elétrico instalado ao lado do cabeçote da BCP, na superfície, fornece energia necessária ao acionamento do conjunto de fundo. A transmissão do movimento do motor para a coluna de hastes é feita através de polias e do cabeçote. A figura 9 ilustra um sistema de bombeio por cavidades progressivas e a figura 10 ilustra o cabeçote angular de uma BCP.

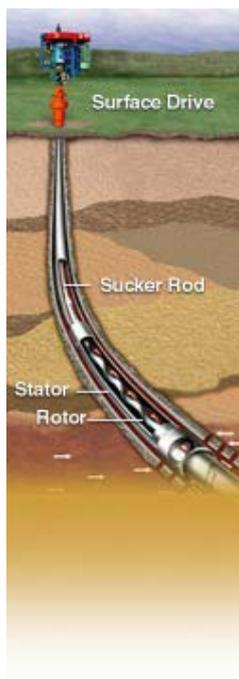


Figura 9 – Sistema de bombeio por cavidades progressivas

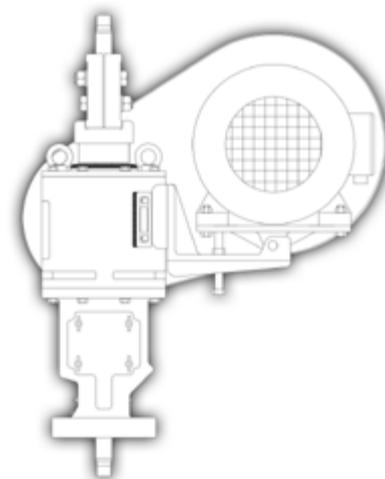


Figura 10 – Cabeçote angular para BCP

Inspecionou-se ainda a existência do protetor de correia e ocorrência de vibrações, o estado físico das correias de transmissão de rotação, o alinhamento das polias, vazamento e a existência de cerca de proteção ao redor da BCP. Além de verificar outras solicitações nas fichas de serviços acordados entre a Petrobras e a empresa contratada. Esses trabalhos foram realizados no campo da estação de Riacho da Forquilha

### 3.2.3 – BOMBAS CENTRÍFUGAS

Uma bomba centrífuga é, na maioria das vezes, o equipamento mais simples em qualquer planta de processo. Seu propósito é converter a energia de uma fonte motriz principal (um motor elétrico ou turbina), a princípio, em velocidade ou energia cinética, e então, em energia de pressão do fluido que está sendo bombeado. As transformações de energia acontecem em virtude de duas partes principais da bomba: o impulsor, que é a parte giratória que converte a energia do motor em energia cinética, e a voluta ou difusor, que é parte estacionária que converte a energia cinética em energia de pressão.

O líquido entra no bocal de sucção e, logo em seguida, no centro de um dispositivo rotativo conhecido como impulsor. Quando o impulsor gira, ele imprime uma rotação ao líquido situado nas cavidades entre as palhetas externas, proporcionando-lhe uma aceleração centrífuga. Cria-se uma área de baixa-pressão no olho do impulsor, causando mais fluxo de líquido através da entrada, como folhas líquidas. Como as lâminas do impulsor são curvas, o fluido é impulsionado nas direções radial e tangencial pela força centrífuga. A figura 11 ilustra as partes de uma bomba centrífuga.

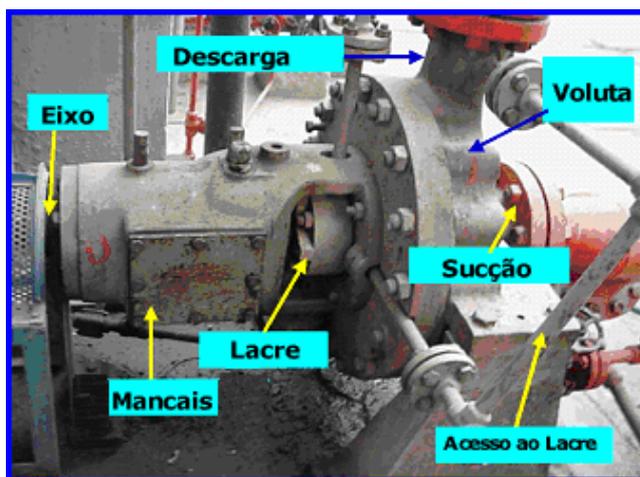


Figura 11 – Componentes de uma bomba de carcaça em voluta

Na estação coletora de Upanema acompanhei a inspeção e análise da necessidade de material e readequação para fazer a colocação de juntas de expansão entre os flanges das bombas centrífugas de óleo e o duto, no intuito de amenizar as vibrações causadas no acionamento da bomba. Tendo esta a função de mandar o óleo armazenado nos tanques, que vem dos campos da área sul, para o campo de Estreito.

Após discussão do engenheiro com o desenhista ficou acertado apenas o afastamento dos dutos da posição inicial, de acordo com o espaço ocupado pelas juntas de expansão e, também, a readequação das junções, curvas e tes.

Noutra oportunidade verificaram-se com o supervisor da empresa contratada os serviços realizados numa bomba centrífuga de água, onde se constatou o vazamento de fluido pelo seu selo. Além de acompanhar o engenheiro da MI na verificação da recuperação de bombas na oficina da UN-RNCE e na análise e inspeção dos selos recebidos para manutenção.

### **3.2.4 – CALDEIRARIA**

A caldeiraria tem a função de executar serviços de recuperação, pré-montagem, montagem e desmontagem de peças, equipamentos, estruturas metálicas, tubulações e acessórios. A prestação destes serviços é executada por empresas contratadas, onde seguem normas referenciais da Petrobras ou sistema internacional, se existir. Dentre as normas Petrobras consultadas à realização de tarefas nessa área estão N-13 (Aplicação de tintas), N-133 (Soldagem), N-268 (Fabricação de vasos de pressão), N-550 (Projeto de isolamento térmico a alta temperatura), N-1596 (Ensaio não destrutivo - líquido penetrante), N-1655 (Montagem e condicionamento de compressores alternativos), N-1652 (Bombas verticais), N-1947 (Revestimento de dutos enterrados) e outros que contribuam na execução das tarefas.

Esta área também está responsável pela elaboração de contratos com empresas prestadoras de serviço e pelo estoque estratégico de materiais como tubos, válvulas, flanges e conexões. Dessa forma, buscando maximizar os resultados da companhia por meio da manutenção dos meios que contribuam à produção de óleo e gás.

### **3.3 – AUDITORIA NOS RECURSOS HUMANOS DAS PRESTADORAS DE SERVIÇOS**

O desenvolvimento das atividades atinentes ao trabalho seguiu a metodologia cujas etapas estão descritas abaixo:

- Definição do campo de trabalho, ou seja, conhecimento das tarefas efetuadas pelos funcionários das prestadoras de serviço;
- Análise dos requisitos solicitados por essas empresas na admissão de seus funcionários;
- Análise dos requisitos solicitados pela Petrobras na contratação dos serviços dessas empresas;

- Consulta as normas atuantes na Petrobras em relação à qualificação de mão-de-obra, tais como N-2776 e N-2033;
- Consulta as normas da ABNT como, por exemplo, NBR15150, NBR15153 e NBR15154;
- Consulta as normas reguladoras do Ministério do Trabalho (MTE) como a NR-10, NR-12 e NR-13, além de outras;
- Analisar a qualificação e certificação de pessoal realizada pelo SEQUI da Petrobras, verificando a disponibilidade desse programa para a qualificação de mão-de-obra. E, podendo ser acrescentado também o Programa de Desenvolvimento de Mão-de-Obra (PDMO), de acordo com a necessidade da formação de recursos humanos;
- Consultar sites de instituições que promovam a qualificação de pessoal na área que for definido o campo de trabalho ou outras. Dentre essas instituições podemos citar ABRAMAN, ABENDE, FBTS, ABRACO, etc.;
- Elaboração de plano de auditoria no recrutamento de recursos humanos das empresas prestadoras de serviço da Petrobras, de acordo com a qualificação e certificação dos seus profissionais, buscando, dessa forma, pessoas capacitadas para o exercício das atividades no ATP-MO/MI.

Esse trabalho teve o intuito de contribuir para a melhoria da qualidade dos serviços de manutenção, aumentar a produtividade e elevar o nível de satisfação individual e da equipe. Dessa forma, incentivando a capacitação dos empregados das funções de mecânico, caldeireiro e outros para a obtenção de certificação profissional, como também, ampliar o nível de desenvolvimento pessoal e profissional dos empregados das prestadoras de serviço, contribuindo para o crescimento profissional e qualidade de vida, com reflexos altamente positivos sobre a produtividade.

#### **4.0 – DIFICULDADES ENCONTRADAS**

A principal dificuldade encontrada foi de obter as informações necessárias para a elaboração de planilhas dos recursos humanos contratados pelas prestadoras de serviço, fazendo a correlação dos funcionários com função, escolaridade, experiência na área de atuação, cursos institucionais da Petrobras, bem como, cursos de aperfeiçoamento e qualificação e certificação.

Outro fator foi acesso ao sistema informatizado da Petrobras, onde eu tinha permissão para utilizar a intranet e a internet e não podia acessar certos programas e banco de dados e, então, tinha que recorrer aos funcionários que nem sempre estavam disponíveis no momento e por isso tinha que aguardar certo tempo para fazer a pesquisa no sistema.

## **5.0 – ÁREAS DE IDENTIFICAÇÃO COM O CURSO**

Devido às situações frequentemente ocorridas na manutenção e inspeção do Ativo de Produção Mossoró, percebe-se constantemente a presença da engenharia mecânica nas atividades atinentes a este setor, onde se trabalha na fiscalização e recuperação ou substituição de máquinas e equipamentos para manter a continuidade da produção de petróleo e, assim, maximizar os resultados da UN-RNCE.

Um fator muito importante para contribuir ao que já foi mencionado é que a Petrobras possui um grande acervo de normas internas e internacionais, além de literaturas especializadas, que são usadas como referência para os serviços executados nas suas atividades. Estas normas são baseadas em uma gama de disciplinas como: resistência dos materiais, soldagem, máquinas de fluxo, desenho técnico, mecânica dos fluídos, especificação de materiais, geração e distribuição de calor, sistemas de medidas, gestão da qualidade, dentre outras.

## 6.0 – CONCLUSÃO

Neste item serão apresentadas análises dos resultados obtidos durante o estágio, bem como as conclusões e os comentários finais referentes às atividades desenvolvidas no setor Manutenção e Inspeção do ATP-MO.

Durante as atividades realizadas no ATP-MO/MI foi possível adquirir uma grande quantidade de informações de normas técnicas, tanto da Petrobras como ABNT e ISO, além de conhecer as normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho na área de serviço, tais como NR-04, 10, 12, 13.

Nas visitas técnicas, pode-se observar e entender a função dos equipamentos e os serviços prestados pelas empresas contratadas. Por meio dessa aprendizagem, pode-se perceber as necessidades de melhorar os trabalhos desenvolvidos, e assim conseguir dá continuidade a auditoria nos recursos humanos das prestadoras de serviço. Onde, dessa forma, buscou-se saber os critérios de admissão dos funcionários, bem como as qualificações concedidas.

Ao término do estágio curricular, verificou-se e ratificou-se a sua significância como parte integrante da grade curricular do curso de engenharia mecânica, uma vez que, o grande aprendizado proporcionado pelo mesmo é de suma importância para o êxito do profissional. Parte desse aprendizado faz referência a como se trabalhar em equipe, analisando e discutindo situações críticas pertinentes ao cotidiano de uma empresa, bem como a multiplicação de conhecimentos em uma área de grande destaque dentro da engenharia que é a manutenção.

## 7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

THOMAS, José Eduardo, “Fundamentos de Engenharia de Petróleo”, Editora Interciência, 2001.

PINTO, Alan Kardec, “Gestão Estratégica da Manutenção e Terceirização”, ABRAMAN, 2002.

Normas Petrobras (N-133; N-2766; N-2033; N-1590; N-2004; N-2109; N-2236).

Normas ABNT (NBR-10474; NBR-14842; NBR-15156; NBR15150; NBR15153; NBR15154).

Normas Reguladoras (NR-04; NR-10; NR-12; NR-13).

[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

[www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE41/destaque.htm](http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE41/destaque.htm)

[www.ufrnet.ufrn.br/~lair/pagina-opunit/bombas-index.htm](http://www.ufrnet.ufrn.br/~lair/pagina-opunit/bombas-index.htm)

[www.abraman.org.br](http://www.abraman.org.br)

[www.fbts.com.br](http://www.fbts.com.br)

[www.abende.org.br](http://www.abende.org.br)

[www.cefetrn.br](http://www.cefetrn.br)

[www.rn.senai.br](http://www.rn.senai.br)