



**FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E NEGÓCIOS DE  
SERGIPE - FANESSE  
CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

**CLÁUDIO EMANUEL CASTRO DOS ANJOS**

**REDUNDÂNCIA DA COLUNA DE PRODUÇÃO  
EM SEÇÃO ESPECÍFICA PARA MANUTENÇÃO  
DA ELEVAÇÃO EM POÇOS PETROLÍFEROS:  
estudo de caso da Petrobras**

**Aracaju – SE  
2013.2**

**CLÁUDIO EMANUEL CASTRO DOS ANJOS**

**REDUNDÂNCIA DA COLUNA DE PRODUÇÃO  
EM SEÇÃO ESPECÍFICA PARA MANUTENÇÃO  
DA ELEVAÇÃO EM POÇOS PETROLÍFEROS:  
estudo de caso da Petrobras**

Monografia apresentada à banca examinadora da Faculdade de Administração e Negócios de Sergipe – FANESE, como requisito parcial e elemento obrigatório para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia de Produção no período de 2013.2.

Orientador: M.e Alexandre Caldeira Silva

Coordenador: M.e Alcides Anastácio de Araújo Filho

Aracaju - SE  
2013.2

**CLÁUDIO EMANUEL CASTRO DOS ANJOS**

**REDUNDÂNCIA DA COLUNA DE PRODUÇÃO EM SEÇÃO  
ESPECÍFICA PARA MANUTENÇÃO DA ELEVAÇÃO EM  
POÇOS PETROLÍFEROS: estudo de caso da Petrobras**

Monografia apresentada à Banca Examinadora da Faculdade de Administração e Negócios de Sergipe - FANESE, como requisito parcial e elemento obrigatório para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Produção no período de 2013.2.

---

**Professor M.e Alexandre Caldeira Silva**  
**Orientador**

---

**Professora Dra. Maria Andrea da Silva**  
**1ª Examinadora**

---

**Professor M.e Vagner dos Santos**  
**2º Examinador**

**Aprovado com média:\_\_\_\_\_**

**Aracaju (SE), \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2013.**

## RESUMO

A produção de petróleo é de grande importância para o desenvolvimento industrial de qualquer nação, compõe parcela considerável da produção de energia elétrica no Brasil e também se demonstra importante para diversos ramos da indústria. Apesar de ser considerado um recurso mineral não renovável, várias descobertas de reservas são encontradas mundialmente, aumentando a expectativa de continuidade de sua produção. Conhecendo a sua importância e seu valor econômico, diversas empresas tem se esforçado para manter a continuidade de sua produção. Este trabalho visa aumentar a continuidade da produção de poços desviados de petróleo que utilizam o método de elevação de bombeio mecânico com hastes em Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras). Um modo de falha recorrente nesse tipo de poço é o rasgo na coluna de produção por abrasão dos guias. Sendo assim, foi proposta uma solução que visa criar uma redundância na coluna de produção aumentando assim a vida útil desses poços. O resultado dessa medida foi considerado satisfatório, devido ao aumento significativo de produtividade dos poços-teste que não falharam até o final da elaboração deste trabalho.

**Palavras-chave:** Análise de Falha. Bombeio Mecânico com Hastes. Centralizadores de Hastes de Bombeio. Coluna Dupla. Coluna Rasgada. Elevação de Petróleo. Poços Desviados. Redundância.

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 – Unidade de bombeio mecânico convencional .....  | 18 |
| Figura 2 – Partes de uma unidade de bombeio mecânico convencional .....                              | 19 |
| Figura 3 – Montagem de subsuperfície .....   | 20 |
| Figura 4 – Bomba de fundo e seu princípio de funcionamento .....                                     | 22 |
| Figura 5 – Poços desviados. ....   | 24 |
| Figura 6 – Análise de tensões em tubulação flangeada .....   | 26 |
| Figura 7 – Diagrama de causa e efeito aplicado à saúde no trabalho .....                             | 28 |
| Figura 8 – Cartas dinamométricas indicando condição normal de operação ..                            | 31 |
| Figura 9 – Cartas dinamométricas indicando condições de operação do poço                             | 33 |
| Figura 10 – Exemplos de serras .....   | 34 |
| Figura 11 – Usinagem e inspeção de rosca aberta em um torno .....                                    | 36 |
| Figura 12 – Exemplos de componentes usinados em um torno .....                                       | 37 |
| Figura 13 – Torno convencional e torno CNC.....  | 37 |
| Figura 14 – Relatório de Intervenção de Limpeza (modificado).....                                    | 41 |
| Figura 15 – Falha na tubulação de produção por abrasão interna .....                                 | 42 |
| Figura 16 – Falha em tubulação por abrasão dos guias das hastes .....                                | 44 |
| Figura 17 – Diagrama de Causa e Efeito para falha em coluna de produção<br>(tubulação rasgada). .... | 45 |
| Figura 18 – Vistas da proposta de redundância em segmento da tubulação ...                           | 50 |
| Figura 19 – Corte do tarugo na serra para a fabricação do sub-duplo .....                            | 52 |
| Figura 20 – Torno CNC ROMI Multiplic 40A .....   | 53 |
| Figura 21 – Usinagem do tarugo no torno para a fabricação do sub-duplo .....                         | 53 |
| Figura 22 – Sub-duplo.....   | 54 |
| Figura 23 – Fluxograma da operação de montagem .....   | 56 |
| Figura 24 – Carta dinamométrica do Poço-Teste 1 .....  | 59 |
| Figura 25 – Carta dinamométrica do Poço-Teste 2 .....  | 60 |

## LISTA DE GRÁFICOS

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Gráfico 1 – Flutuação dos preços do barril de petróleo .....</b>   | <b>10</b> |
| <b>Gráfico 2 – Reservas provadas em território nacional .....</b>   | <b>11</b> |
| <b>Gráfico 3 – Evolução da produção de petróleo no Brasil .....</b>   | <b>11</b> |
| <b>Gráfico 4 – Diagrama de Pareto aplicado ao processo manutenção em bombas de fundo .....</b>  | <b>30</b> |
| <b>Gráfico 5 – Motivos de intervenção em poços de petróleo BM .....</b>   | <b>47</b> |
| <b>Gráfico 6 – Análise de Pareto para as causas de parada em Poços BM na UO-SEAL em 2012.....</b>   | <b>48</b> |
| <b>Gráfico 7 – Tipos de falhas em coluna de produção .....</b>  | <b>48</b> |
| <b>Gráfico 8 – Valores relativos de poços BM que falharam com rasgo na coluna de produção (UO-SEAL), discriminados por material dos centralizadores das hastes de bombeio .....</b> | <b>49</b> |

## LISTA DE QUADROS

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Quadro 1 – Usinas termelétricas por tipo .....</b>                            | <b>9</b>  |
| <b>Quadro 2 – Desenvolvimento da Petrobras no período de sessenta anos .....</b> | <b>16</b> |

## SUMÁRIO

### RESUMO

### LISTA DE FIGURAS

### LISTA DE GRÁFICOS

### LISTA DE QUADROS

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1 INTRODUÇÃO .....</b>   | <b>9</b>  |
| <b>1.1 Situação Problema .....</b>  | <b>13</b> |
| <b>1.2 Objetivos .....</b>  | <b>14</b> |
| <b>1.2.1 Objetivo geral .....</b>   | <b>14</b> |
| <b>1.2.2 Objetivos específicos.....</b>   | <b>14</b> |
| <b>1.3 Justificativa.....</b>   | <b>14</b> |
| <b>2 CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA.....</b>   | <b>16</b> |
| <b>3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>  | <b>18</b> |
| <b>3.1 Equipamentos de Superfície .....</b>                                     | <b>18</b> |
| <b>3.2 Equipamentos de Subsuperfície .....</b>                                  | <b>20</b> |
| <b>3.3 Processo de Elevação.....</b>  | <b>23</b> |
| <b>3.4 Poços Desviados.....</b>   | <b>24</b> |
| <b>3.5 Método dos Elementos Finitos .....</b>                                   | <b>25</b> |
| <b>3.6 Diagrama de Causa e Efeito .....</b>                                     | <b>26</b> |
| <b>3.7 Diagrama de Pareto.....</b>  | <b>28</b> |
| <b>3.8 Carta Dinamométrica .....</b>  | <b>30</b> |
| <b>3.9 Usinagem .....</b>   | <b>33</b> |
| <b>3.9.1 Serra .....</b>  | <b>34</b> |
| <b>3.9.1.1 Serra de fita.....</b>   | <b>35</b> |
| <b>3.9.1.1.1 Serra horizontal .....</b>   | <b>35</b> |
| <b>3.9.1.1.2 Serra vertical.....</b>  | <b>35</b> |
| <b>3.9.1.2 Serra circular .....</b>   | <b>35</b> |
| <b>3.9.2 Torno .....</b>  | <b>36</b> |
| <b>4 METODOLOGIA .....</b>  | <b>39</b> |
| <b>4.1 Abordagem Metodológica .....</b>   | <b>39</b> |
| <b>4.2 Caracterização da Pesquisa .....</b>                                     | <b>39</b> |
| <b>4.2.1 Pesquisa quanto aos objetivos .....</b>                                | <b>40</b> |
| <b>4.2.2 Pesquisa quanto aos meios .....</b>                                    | <b>40</b> |
| <b>4.2.3 Pesquisa quanto à abordagem dos dados.....</b>                         | <b>42</b> |
| <b>4.3 Unidade, Universo e Amostra da Pesquisa.....</b>                         | <b>42</b> |
| <b>5 ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>   | <b>44</b> |
| <b>5.1 Diagrama de Causa e Efeito para Análise da Falha .....</b>               | <b>45</b> |
| <b>5.1.1 Análise da causa-raiz obtida pelo diagrama de causa e efeito .....</b> | <b>46</b> |
| <b>5.2 Histórico de Intervenções.....</b>                                       | <b>47</b> |
| <b>5.3 Gráfico de Pareto para Análise dos Modos de Falha dos Poços .....</b>    | <b>48</b> |
| <b>6 SUGESTÕES .....</b>  | <b>50</b> |
| <b>6.1 Fabricação do Sub-Duplo .....</b>  | <b>52</b> |



|            |   |           |
|------------|---|-----------|
| <b>6.2</b> | <b>Balanceamento das Colunas de Tubos.....</b>                          | <b>54</b> |
| <b>6.3</b> | <b>Restrições do Projeto .....</b>                                      | <b>57</b> |
| <b>6.4</b> | <b>Viabilidade do Projeto.....</b>                                      | <b>57</b> |
| <b>6.5</b> | <b>Implantação do Projeto.....</b>                                      | <b>58</b> |
| <b>6.6</b> | <b>Resultados Obtidos .....</b>   | <b>60</b> |
| <b>7</b>   | <b>CONCLUSÃO .....</b>  | <b>62</b> |
|            | <b>REFERÊNCIAS.....</b>   | <b>63</b> |
|            | <b>APÊNDICE A - DESENHO DO SUB-DUPLO (VISTA FRONTAL E EM CORTE)....</b> | <b>66</b> |
|            | <b>APÊNDICE B.1- INFORMAÇÕES - ELEMENTOS FINITOS (SUB-DUPLO) .....</b>  | <b>67</b> |
|            | <b>APÊNDICE B.2- ANÁLISE DAS SOLICITAÇÕES (SUB-DUPLO) .....</b>         | <b>68</b> |
|            | <b>ANEXO A - DIMENSIONAMENTO API PARA ROSCA DE TUBO DE PRODUÇÃO</b>     |           |
|            | <b>.....</b>  | <b>69</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

A produção de petróleo é de grande importância para o desenvolvimento industrial qualquer nação, compõe parcela considerável da produção de energia elétrica no Brasil e também se demonstra importante para a produção de combustíveis para veículos automotores, produção de polímeros, lubrificantes diversos, construção de vias pavimentadas, dentre outras aplicações. Conforme os dados do Quadro 1, podemos perceber a sua parcela de contribuição para a produção de energia elétrica no país:

**Quadro 1 – Usinas termelétricas por tipo**

| Tipo             |                          | Potência Instalada * |            |        |
|------------------|--------------------------|----------------------|------------|--------|
|                  |                          | Usinas               | kW         | %      |
| Gás              | Natural                  | 110                  | 11.936.349 | 34,2%  |
|                  | de Alto Forno            | 15                   | 308.555    | 0,9%   |
|                  | de Processo              | 10                   | 674.420    | 1,9%   |
|                  | Siderúrgico              | 1                    | 225.100    | 0,6%   |
|                  | de Refinaria             | 6                    | 253.800    | 0,7%   |
| Petróleo         | Óleo Diesel              | 1.068                | 3.490.591  | 10,0%  |
|                  | Óleo Combustível         | 33                   | 3.837.647  | 11,0%  |
| Biomassa         | Bagaço de Cana de Açúcar | 370                  | 8.926.912  | 25,6%  |
|                  | Licor Negro              | 15                   | 1.304.182  | 3,7%   |
|                  | Resíduos de Madeira      | 41                   | 354.535    | 1,0%   |
|                  | Biogás                   | 19                   | 74.388     | 0,2%   |
|                  | Capim Elefante           | 2                    | 31.700     | 0,1%   |
|                  | Carvão Vegetal           | 3                    | 25.200     | 0,1%   |
|                  | Casca de Arroz           | 9                    | 36.433     | 0,1%   |
| Óleo de Palmiste | 2                        | 4.350                | 0,0%       |        |
| Carvão Mineral   |                          | 12                   | 3.024.465  | 8,7%   |
| Outros           | Enxofre                  | 5                    | 59.688     | 0,2%   |
|                  | Efluente Gasoso          | 2                    | 162.100    | 0,5%   |
|                  | Outros                   | 1                    | 131.000    | 0,4%   |
| Total            |                          | 1.724                | 34.861.415 | 100,0% |

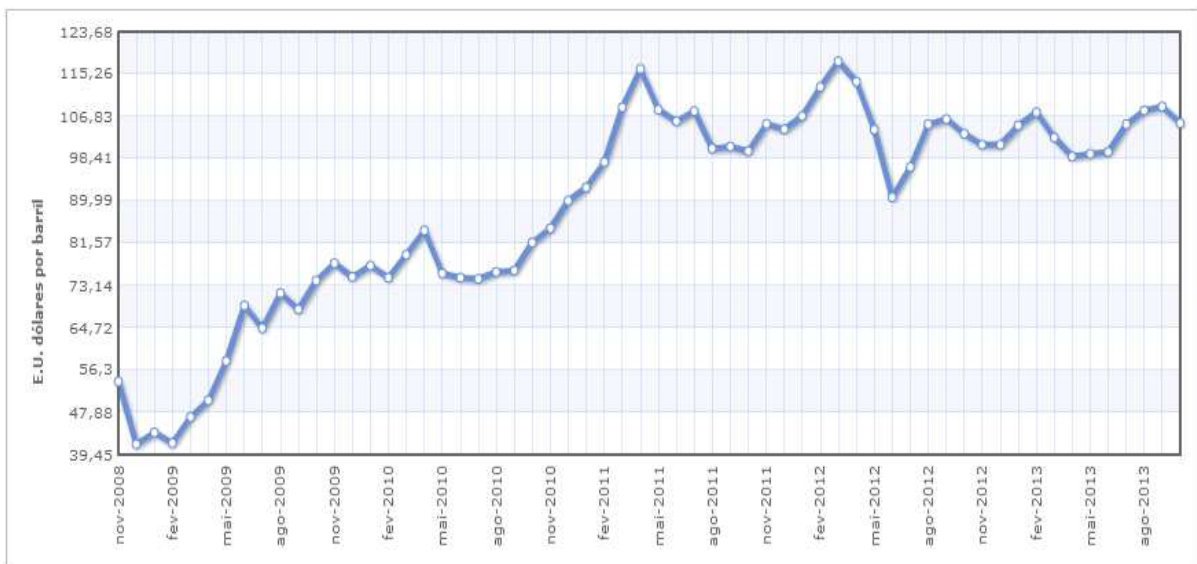
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2013)

Sendo assim, podemos concluir que a indústria de petróleo (que produz não somente o óleo, como também o gás natural e o gás de refinaria) é responsável pela manutenção da produção de energia de 1217 termelétricas, aproximadamente 70,6% da totalidade e responde por aproximadamente 55,9% da potência fornecida por termelétricas no Brasil.

O preço dos combustíveis também é expressivamente influenciado pela produção do petróleo. A flutuação dos preços repercute diretamente sobre os custos logísticos e de transporte de pessoas.

Toda essa importância se reflete no aumento do preço do barril de petróleo ao longo dos anos, pois o desenvolvimento de diversas indústrias é de certa forma dependente da *commodity* e o petróleo é considerado uma fonte não renovável de energia. O Gráfico 1 mostra a flutuação dos preços do barril de petróleo no período de novembro de 2008 até agosto de 2013:

**Gráfico 1 – Flutuação dos preços do barril de petróleo (em dólares americanos)**



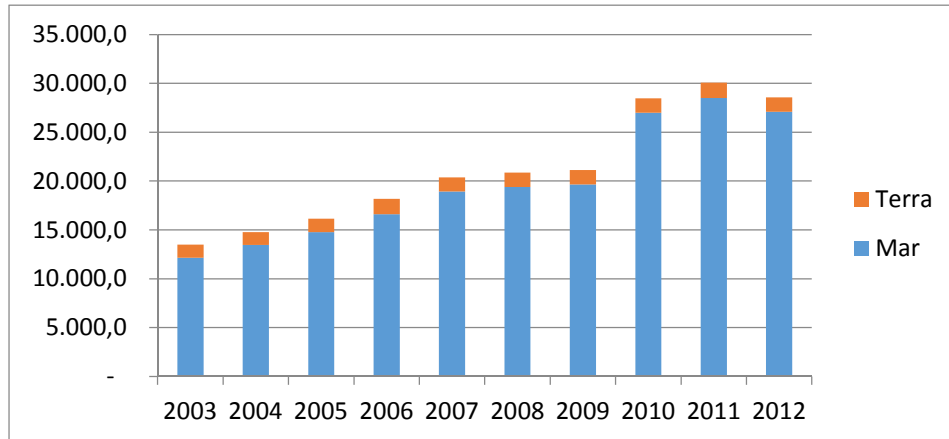
Fonte: Index Mundi (2013)

Para suprir a demanda crescente, a indústria de petróleo realiza investimentos elevados em exploração. Levantamentos sísmicos marítimos e terrestres e contrato com sondas de perfuração são alguns exemplos dos altos investimentos na área. Somente no primeiro semestre de 2013, foram realizadas 370 perfurações de poços, segundo consulta fornecida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (2013).

Apesar dos altos custos dessas operações, a consequência disso é aumento da descoberta de reservas provadas, com a elevação dos índices de produção a cada ano. As reservas provadas de petróleo no Brasil atingiram a marca de 28,55 bilhões de barris e com as descobertas de petróleo na zona de pré-sal, a tendência

é o aumento das reservas provadas. O Gráfico 2 deixa claro o aumento das descobertas de novas reservas no país:

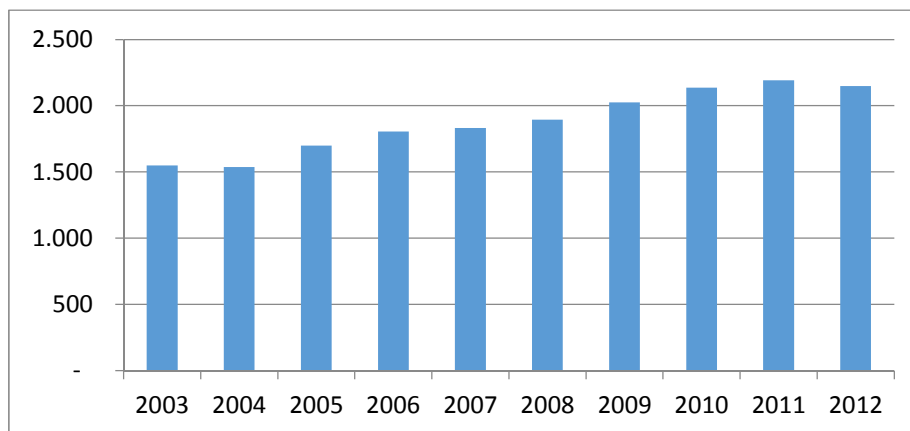
**Gráfico 2 – Reservas provadas em território nacional (em milhões de barris de petróleo)**



Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (2013)

Como consequência do aumento da demanda, ocorre também o aumento de sua produção (para que haja equilíbrio entre oferta e demanda). Dados fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (2013) indicam que o volume de petróleo produzido no Brasil nos últimos dez anos segue tendência de aumento, em conformidade com o disposto no Gráfico 3:

**Gráfico 3 – Evolução da produção de petróleo no Brasil (em milhares de barris de petróleo por dia)**



Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (2013)

Após a perfuração e completação dos poços (em blocos leiloados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis), a empresa operadora deve manter-se produzindo naquela área. As sondas de perfuração e completação atuam no poço na fase preliminar, com a finalidade de alcançar o reservatório produtor de petróleo e cimentar o poço respectivamente. Isso envolve elevados custos e o risco de não encontrar o petróleo naquele sítio.

Encontrado o petróleo, medidas devem ser tomadas para a manutenção da produção que também envolve altos custos, pois é necessária a contratação de recursos humanos multidisciplinares, compra e aluguel de equipamentos de alto nível tecnológico e robustez.

Enquanto o poço opera, pode ocorrer a falha em um ou mais de seus equipamentos, reduzindo ou impedindo a continuidade da produção. Nesse momento torna-se necessária uma intervenção no poço através de sonda de produção, para que seja elucidado e solucionado o motivo da falha.

Para que seja feita uma aferição da eficiência de produção do poço é feito um cálculo que resulta em um indicador chamado tempo médio entre falhas (*MTBF*, do inglês *mean time between failures*), é o tempo médio em que o poço se manteve funcionando sem interrupção da produção em um determinado período e quanto mais o poço falhar, mais intervenções de sonda de produção serão necessárias, aumentando o custo do poço e reduzindo o *MTBF*.

Um exemplo disso seria um poço que no período de doze meses falhou três vezes, então seu *MTBF* é a divisão do número de falhas pelo período ( $12 \text{ meses} \div 3 \text{ falhas}$ ), que nesse caso, resulta em um período médio entre falhas de quatro meses (quatro meses por falha do equipamento). Partindo dessa lógica, quanto maior o *MTBF*, menor será o número de paradas por falha do poço, ou seja, menor será o custo por intervenção neste poço e maior será a sua produtividade. O resultado disso é um ganho duplo para a empresa, tanto de aumento da produção do poço quanto da redução dos custos de intervenção.

Em aplicações onde existe elevada criticidade e há a exigência de uma maior confiabilidade podem haver sistemas redundantes como uma forma de proteção contra imprevistos e evitar a parada da produção, aumentar a segurança do equipamento, dentre outras razões possíveis. Sendo assim a redundância é definida como pelo menos um sistema secundário que deve ter o dimensionamento

adequado para suportar uma falha ocasional do sistema primário dando continuidade ao funcionamento do equipamento.

### 1.1 Situação Problema

Na produção em terra, o que eleva consideravelmente os custos de operação são as paradas do poço por falhas em equipamentos de subsuperfície (internas ao poço). As paradas por falhas de equipamentos de superfície são menos custosas, pois o pessoal necessário para resolver o problema é bastante reduzido, o motivo da falha é evidente e a solução dela é muito mais rápida que as falhas de subsuperfície.

A recorrência das intervenções de subsuperfície utilizando sonda de produção em poços de petróleo motivou diversas pesquisas para aumentar seu tempo médio entre falhas. Devido às condições adversas oferecidas pelo reservatório de petróleo (altas temperaturas, corrosividade elevada, presença de areia, dentre outras) existem empresas especializadas na produção de equipamentos de subsuperfície cada vez mais robustos e que buscam projetar hastes de bombeio, tubos de produção e bombas que resolvam o problema de seus clientes.

Essas pesquisas ocasionaram diversos procedimentos a serem seguidos, para um aumento do tempo médio entre falhas (*MTBF*) do poço. Seleção de equipamentos específicos e análise de amostras do fluido são algumas dessas medidas.

Nesse sentido, o *API*<sup>1</sup> (*American Petroleum Institute*), tem criado normas para que seja feita a seleção adequada dos equipamentos para as condições específicas do poço. Um exemplo de recomendação *API* é quando um poço produz bastante gás, conforme a citação a seguir:

A produção de gás reduz severamente a eficiência da bomba. Nos poços onde a produção de gás é um problema, um separador de gás deve ser instalado como parte da montagem de subsuperfície. (*American Petroleum Institute*, 2000, p. 6, tradução livre).

---

<sup>1</sup> Normas *API* (ou especificações *API*) são publicações que visam facilitar a ampla disponibilidade de práticas operacionais comprovadas e boa engenharia no setor da indústria petrolífera.

Essas condições normalmente são obtidas através da análise de amostras para que se possa conhecer: a corrosividade, salinidade, conteúdo de sólidos que o poço produz, RGO (razão gás-óleo), dentre outras características.

A Unidade de Operações de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas (UO-SEAL) sofre com um problema que tem sido frequente em falhas de poços. Em alguns poços direcionais, nos quais é empregado o método de elevação bombeio mecânico (BM), ocorre a falha (rasgo) prematura por abrasão interna nos tubos, implicando em redução do *MTBF* desses poços, apesar de todo cuidado operacional tomado e da utilização dos equipamentos mais adequados.

Então surge o seguinte questionamento: **O que fazer para aumentar o *MTBF* dos poços direcionais que utilizam BM?**

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo geral**

Propor solução para redução da incidência de falhas em coluna de produção que utilizam o método de elevação bombeio mecânico com hastes (BM).

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Identificar as causas das falhas em coluna de tubos de produção dos poços de Carmópolis.
- Propor soluções em equipamentos de subsuperfície (com a finalidade de aumentar o *MTBF*) dos poços do campo de Carmópolis.

## **1.3 Justificativa**

A importância deste estudo se dá pelos expressivos custos envolvidos na tentativa de solução do problema dos poços direcionais que falham por abrasão excessiva dos centralizadores das hastes nos tubos de produção.

Ultimamente estão sendo perfurados muitos poços no campo de Carmópolis. Como os poços direcionais são mais adequados para as características de Carmópolis, a tendência é que se repitam situações de mesmo modo de falha com

os futuros poços. Sendo assim, esse trabalho também é justificado pelas perspectivas futuras.

Os resultados deste trabalho poderão ser utilizados em poços de petróleo com condições semelhantes às do campo de Carmópolis (alta salinidade, alta corrosividade e temperaturas moderadas), com a finalidade de reduzir os custos de parada de poço, intervenção de sonda, compra e transporte de materiais para o poço. Sendo a principal motivação, a redução de intervenções de sonda, que implicam em parada de produção com impacto negativo nas metas de produção e redução dos custos da própria intervenção de sonda.

Esta pesquisa só se torna possível a partir de estudos desenvolvidos teoricamente em sala de aula durante o curso de Engenharia de Produção.

O tema e a empresa escolhidos se justificam pelo fato do autor deste trabalho ser empregado público da companhia (Petrobras E&P), o que facilita seu acesso ao problema e a possível solução do mesmo.



## 2 CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

A Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), sociedade de economia mista a qual o governo é sócio majoritário, com sede no estado do Rio de Janeiro, é uma empresa que atua na indústria do petróleo. Suas atividades são divididas por suas subsidiárias, as principais são: Exploração e Produção (Petrobras  *Holding*), Transporte (Transpetro), Distribuição (BR Distribuidora), Biocombustível e Abastecimento.

O Quadro 2 mostra o desenvolvimento da empresa nesses sessenta anos de história:

**Quadro 2 – Desenvolvimento da Petrobras no período de sessenta anos**

| PETROBRAS ONTEM E HOJE   |                        |                   |
|--|------------------------|-------------------|
|  | 1953/1954              | 2013              |
| Produção de petróleo em barris/dia   | 2.700                  | Aprox. 2 milhões  |
| Produção de petróleo e gás no exterior em barris de óleo equivalente por dia | 0                      | 238 mil           |
| Produção de gás natural em metros cúbicos por dia (Brasil)                   | 173 mil (1954)         | 62,7 milhões      |
| Reserva de petróleo em barris no Brasil                                      | 170 milhões            | 13,3 bilhões      |
| Reserva de gás natural em metros cúbicos no Brasil                           | 809 milhões            | 389 bilhões       |
| Reservas totais de petróleo e gás natural no Brasil                          | 175 milhões            | 15,7 bilhões      |
| Profundidade de água de poços no mar   | 3 metros               | 2.300 metros      |
| Número de refinarias no Brasil   | 1                      | 12                |
| Capacidade de refino no Brasil em barris por dia                             | 5 mil                  | 2,1 milhões       |
| Investimento   | US\$ 14 milhões (1954) | US\$ 48,9 bilhões |
| Postos de serviço (Brasil e exterior)  | 0                      | 8.507             |
| Presença no exterior   | 0                      | 17 países         |

Fonte: Petrobras (2013)

Criada em 3 de outubro de 1953 pelo Presidente da República, Getúlio Vargas, a empresa começou a operar com uma produção de 2.663 barris por dia, equivalente a 1,7% do consumo nacional, dados fornecidos pela Petrobras (2013). Desde a sua criação até a atualidade, houve um aumento significativo na produção, alcançando em 2006 o marco histórico da auto-suficiência e chegando em 2012 a uma média de 2,683 milhões de barris por dia.

Em Sergipe, a empresa teve como marcos a descoberta do campo de produção terrestre de Carmópolis em 1963, o primeiro fora da Bahia e a primeira descoberta (no Brasil) de petróleo no mar no campo de Guaricema. Ambos os

campos produzem até hoje, trazendo o desenvolvimento tanto para a Petrobras como para o estado de Sergipe.

A UO-SEAL (Unidade de Operações de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas) é uma de suas departamentalizações geográficas e atua com a finalidade de elevar e escoar óleo e gás proveniente dos estados de Sergipe e Alagoas. O setor de fiscalização de intervenções em poços faz parte da gerência OP-CP (Operação da Produção de Carmópolis, setor diretamente ligado à UO-SEAL) e tem a finalidade de elucidar os modos de falhas dos poços, assessorar o corpo de engenharia do OP-CP e tomar decisões quanto ao dimensionamento dos equipamentos dos poços, na ausência dos engenheiros.

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Na produção em terra, os custos são menores quando se inicia a elevação do petróleo em um campo em que os poços são surgentes, pois a empresa arca com poucos custos de equipamentos de subsuperfície e superfície. Define-se um poço como surgente quando:

[...] a pressão do reservatório é suficientemente elevada, de forma que os fluidos contidos nele alcançam livremente a superfície, dizendo-se que são produzidos por elevação natural. (THOMAS, 2001 p. 209).

Se a pressão do reservatório não for suficiente para fluir o petróleo até a superfície, será necessário utilizar algum método de elevação artificial. Segundo Thomas (2001 p. 241), o principal método de elevação artificial em terra utilizado mundialmente é o bombeio mecânico com hastes, objeto de estudo deste trabalho.

#### 3.1 Equipamentos de Superfície

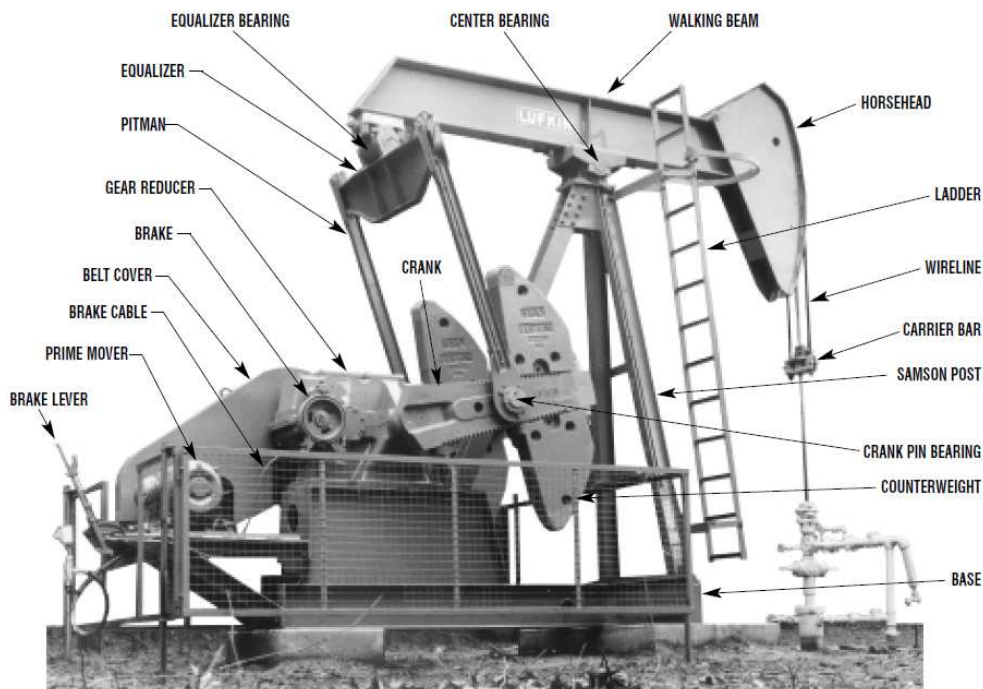
A unidade de bombeio mecânico com hastes ou simplesmente BM, é formada por uma montagem de superfície e de subsuperfície. Na Figura 1 pode ser vista uma unidade de bombeio mecânico convencional e o desenho detalhando suas partes pode ser visto na Figura 2:

**Figura 1 – Unidade de bombeio mecânico convencional**



Fonte: Lufkin (2013)

**Figura 2 – Partes de uma unidade de bombeio mecânico convencional**



Fonte: *American Petroleum Institute* (2009 p. 83)

Os principais elementos da unidade de bombeio são aqueles que transferem a potencia do motor para a haste polida, sendo eles: viga (*walking beam*), cabeça (*horsehead*), manivela (*crank*), redutor (*gear reducer*), cabresto (*wireline*) e o *pitman*.

A função da unidade de bombeio é transformar o movimento rotativo fornecido pela manivela (*crank*) em movimento alternativo e transmiti-lo para a bomba de fundo, segundo a especificação 11E da API (2009 p. 2).

Essa interface entre equipamento de superfície e subsuperfície é atribuída à haste polida, que é definida pela especificação 11B como:

Haste que possui comprimento e diâmetro padronizados, acabamento superficial projetado para facilitar a vedação sob pressão da caixa de gaxetas, com a finalidade de prover a ligação mecânica entre os equipamentos externos e internos ao poço. (API, 2010, p. 4, tradução nossa).

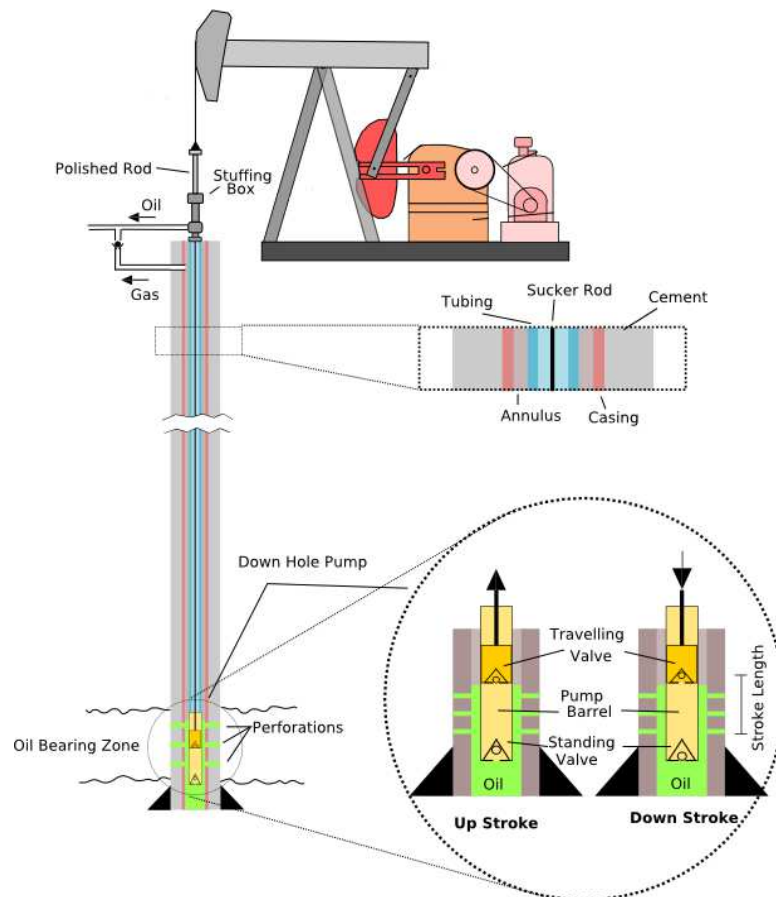
Uma das maneiras de se calcular a produtividade da unidade é através da vazão máxima que esta pode elevar. A vazão de elevação do petróleo (promovendo alterações nos equipamentos de superfície BM) pode ser aumentada de três formas: substituindo a polia do redutor por uma maior (modifica a relação de transmissão),

modificando o curso na manivela (aumenta o curso, isto é a amplitude do movimento alternativo) e substituindo a unidade de bombeio por uma de maior dimensão (aumentando assim seu curso).

### 3.2 Equipamentos de Subsuperfície

Equipamentos de subsuperfície são todos que se situam abaixo da árvore de natal, incluindo os descritos na Figura 3:

**Figura 3 – Montagem de subsuperfície**



Fonte: *American Oil & Gas Historical Society* (2013)

- *Sucker Rod* (haste de bombeio)

Transmite o movimento da haste polida para a bomba de fundo em movimentos alternativos de subida (curso ascendente ou *upstroke*) e descida (curso descendente ou *downstroke*). Normalmente fabricada em aço, tem diversas especificações de liga que conferem maior resistência à: corrosão, temperatura,

abrasão e fadiga. É nela onde ficam instalados os centralizadores (guias) das hastes, normalmente em número de três (podendo ser instalados centralizadores adicionais caso o poço seja bastante direcional).

- *Tubing* (coluna de produção)

Tubos por onde o petróleo flui para superfície. O material normalmente utilizado é o aço carbono com algum componente de liga para refinar os grãos, aumentando assim sua resistência. Podem ser fabricados de chapas soldadas (solda por arco elétrico) ou sem costura (por centrifugação) em conformidade com a norma API Spec. 5CT (especificação para tubos de produção e revestimentos). A coluna de produção representa o maior custo dentre os equipamentos de subsuperfície, segundo Thomas (2001 p. 149).

- *Casing* (revestimento)

Coluna de tubos que tem como principal finalidade, estabilizar a parede do poço evitando desabamento da formação, conforme API Spec. 5CT (2012 p. 5). Também serve para evitar a contaminação do solo e lençóis freáticos em caso de vazamento da coluna de produção e selecionar a zona produtora que se quer extrair o petróleo.

Segundo Thomas (2001 p. 89) “o revestimento constitui uma das parcelas mais expressivas do custo da perfuração de um poço de petróleo”, chegando a custar 50% da operação em terra.

- *Down Hole Pump* (bomba de subsuperfície)

Também chamada de bomba de fundo, eleva o fluido para a superfície utilizando um sistema de válvulas que abrem e fecham a depender do curso da unidade de bombeio (ascendente ou descendente).

A produtividade de uma bomba, em deslocamento volumétrico, pode ser medida utilizando a Equação 1 proposta por Thomas (2001 p. 243):

$$D_v = 2,36 * 10^{-2} A_p S_p N \quad (1)$$

onde:

$D_v$  – deslocamento volumétrico da bomba (m<sup>3</sup>/dia)

$A_p$  – área do pistão (pol<sup>2</sup>)

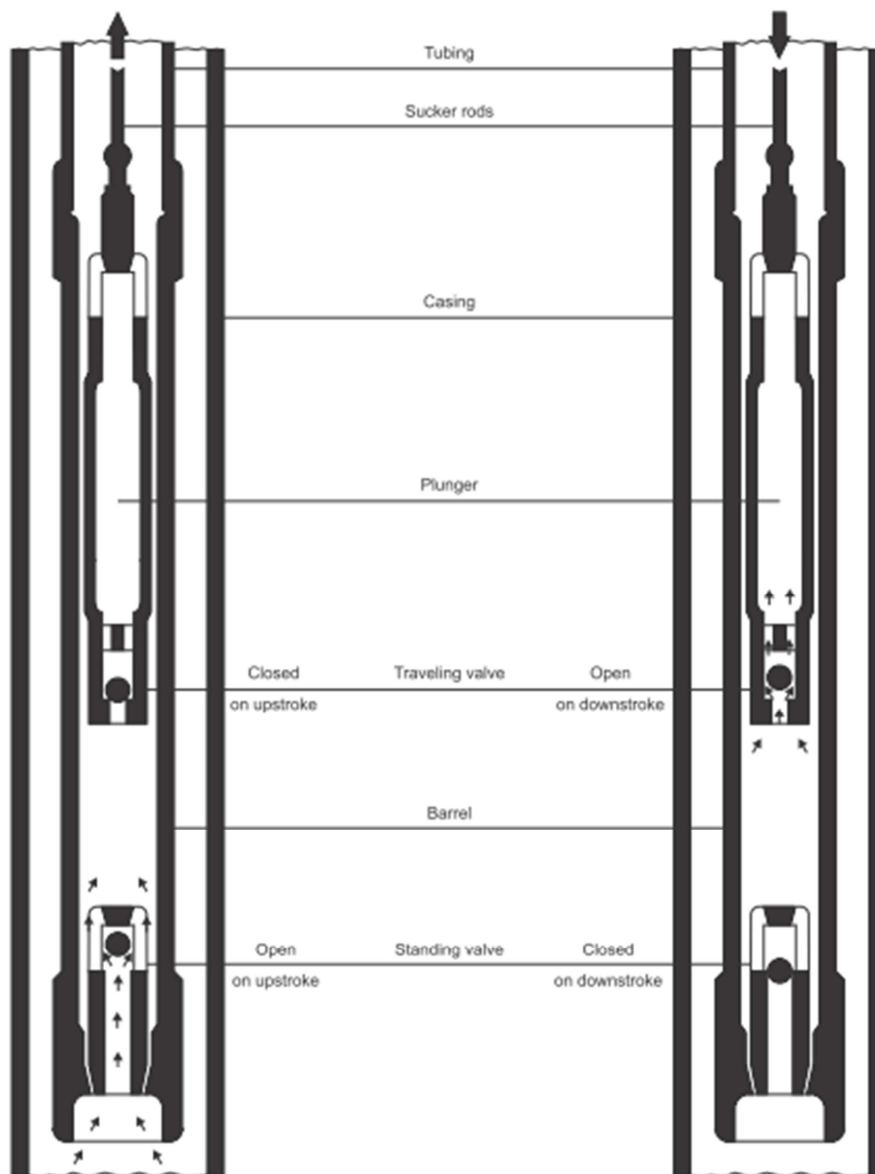
$S_p$  – curso efetivo do pistão (pol)

$N$  – velocidade de bombeio (cpm)

Segundo Thomas (2001 pp. 242,243), a seleção da bomba de fundo deve ser realizada com cuidado, pois se for solicitada uma bomba com diâmetro de pistão maior, isso irá submeter as hastes de bombeio e equipamentos de superfície a cargas mais elevadas. Por outro lado, bombas com menor diâmetro de pistão, irão aumentar os esforços dinâmicos (atrito e aceleração), devido ao aumento da velocidade de bombeio para que seja mantida a mesma produtividade.

O princípio de funcionamento de uma bomba de fundo encontra-se na Figura 4, detalhado na explicação a seguir:

**Figura 4 – Bomba de fundo e seu princípio de funcionamento**



Fonte: *American Petroleum Institute* (2000 p. 3)

Quando o pistão (*plunger*) inicia o curso descendente (*downstroke*) a válvula de passeio (*travelling valve*) abre, admitindo o fluido para dentro da bomba, elevando o petróleo. Nesse momento a válvula de pé (*standing valve*) encontra-se fechada. Quando o movimento alternativo segue seu próximo tempo, o pistão desce, então a válvula de passeio fecha e a válvula de pé abre, admitindo assim o fluido na camisa da bomba (*barrel*). Todo esse conjunto é movido pelas hastes de bombeio (*sucker rod*) e a bomba de fundo está enroscada na coluna de produção (*tubing*). Esse ciclo se repete indefinidas vezes em movimentos de subida e descida da unidade de bombeio.

### 3.3 Processo de Elevação

O processo de elevação do petróleo por BM é cíclico e seu princípio de funcionamento encontra-se a seguir:

O ciclo de bombeio é dividido em curso ascendente (*upstroke*) e descendente (*downstroke*). No curso ascendente o peso do fluido que está dentro da coluna de produção mantém a válvula de passeio fechada. A baixa pressão criada na camisa da bomba abaixo do pistão e acima da válvula de pé faz com que esta se abra, permitindo a passagem do fluido que está no anular para o interior da bomba. Todo o fluido que está acima do pistão é elevado com as hastes. O fluido que está mais próximo à cabeça do poço entra na linha de produção, [...]. No curso descendente os fluidos que estão na camisa da bomba são comprimidos fechando a válvula de pé. Como o pistão continua descendo, a pressão acima e abaixo da válvula de passeio se iguala e esta abre, permitindo a passagem do fluido para cima do pistão. Ao atingir o final do curso descendente e iniciar o curso ascendente, a válvula de passeio fecha e a de pé abre, iniciando um novo ciclo (THOMAS, 2001, p.242).

Esse ciclo ocorre repetidas vezes até que aconteça a falha de algum equipamento do poço, recorrendo-se à intervenção de sonda. Segundo Tubino (1999 p. 12), do ponto de vista de sistema produtivo, a elevação do petróleo é considerado um processo contínuo. Esse tipo de processo é descrito da seguinte forma:

Os *processos contínuos* são empregados quando existe uma alta uniformidade na produção e demanda de bens ou serviços, fazendo com que os produtos e os processos produtivos sejam totalmente interdependentes, favorecendo a automatização, não existindo



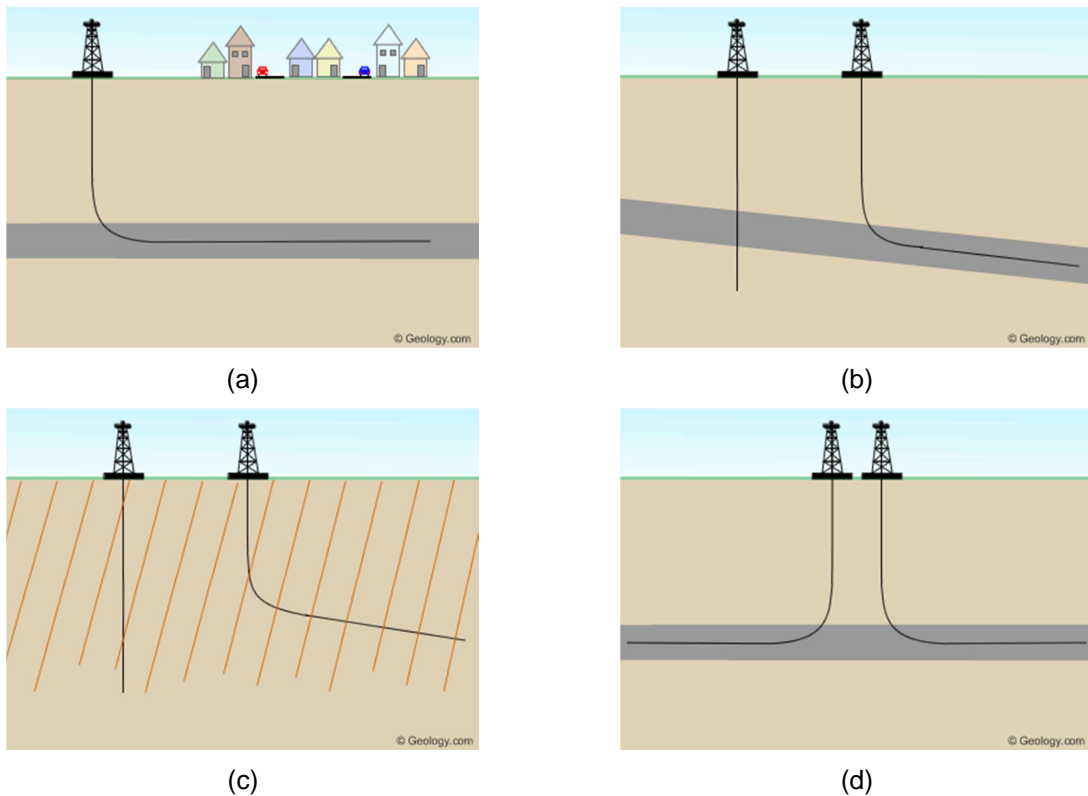
flexibilidade no sistema. São necessários altos investimentos em equipamentos e instalações, a mão de obra é empregada apenas para a condução e manutenção das instalações, sendo o seu custo insignificante em relação aos outros fatores produtivos (TUBINO, 1999, p. 12).

Essa correlação entre produção de petróleo e processo contínuo pode ser bem visualizada em campo, onde existe uma preocupação exaustiva com a produção dos poços de petróleo.

### 3.4 Poços Desviados

Alguns poços têm sua coluna de produção desviada, ou seja, o percurso realizado pela sonda ao perfurar foi direcional ou horizontal. Existem diversos motivos para perfurar poços desviados, sendo alguns descritos na Figura 5:

**Figura 5 – Poços desviados: (a) alcançar zonas de terras adjacentes, (b) aumentar a faixa da zona produtora, (c) melhorar a produção de reservatório fraturado e (d) aumentar o intervalo canhoneado de zona produtora.**



Fonte: King (2013)

Esses desvios devem ser considerados na escolha do método de elevação quando o poço não é mais surgente. Segundo Clegg, Bucaram e Hein(1993, pp. 1165,1166,1167), dentre os diversos fatores que influenciam no processo de elevação, o bombeio mecânico não é recomendado para poços direcionais (15º de desvio por 100 ft de profundidade), mas este método de elevação revela-se o mais adequado considerando outros fatores expressivos do campo de Carmópolis, sendo eles: alta corrosividade, alta produção de gás, produção de parafina e altas temperaturas por influência de poços de vapor.

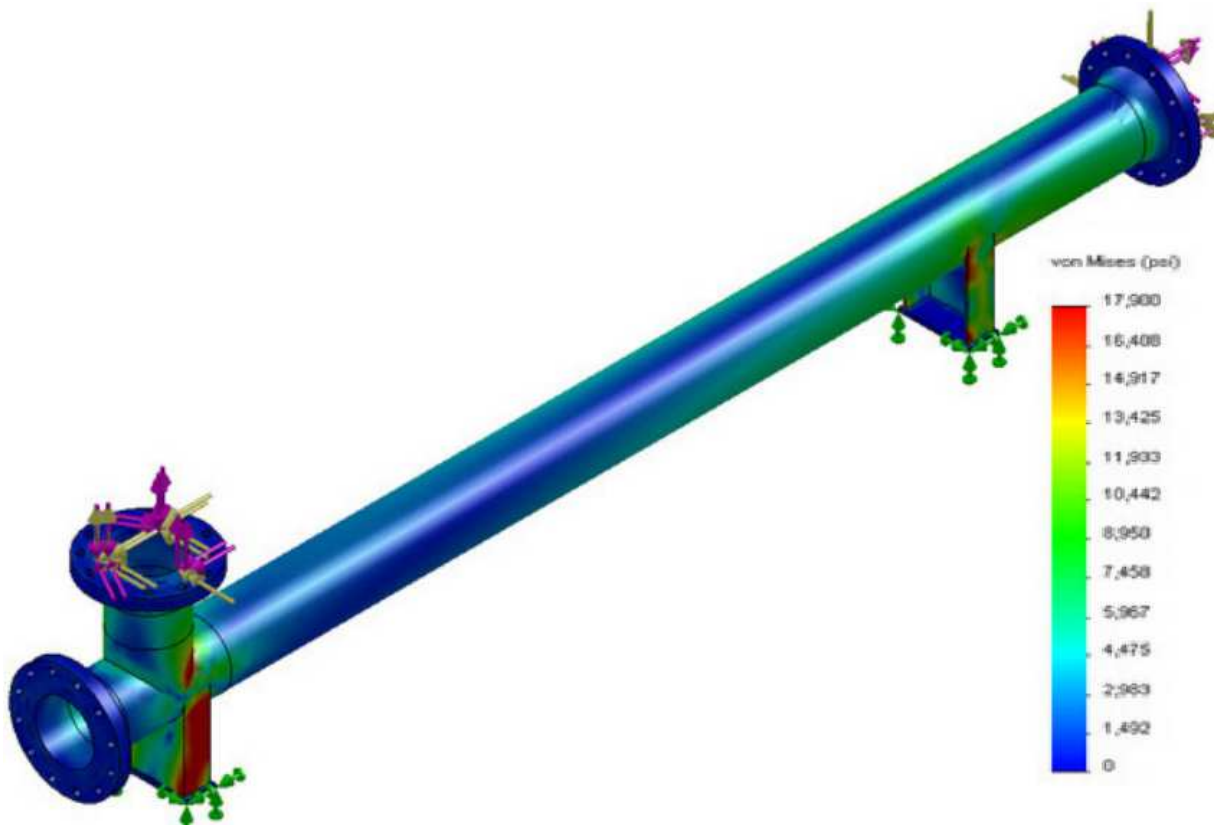
A consequência dessa escolha é o maior desgaste dos tubos e das hastes de bombeio no local onde se concentram mais tensões, normalmente na parte mais direcional do poço (conhecida como *dog-leg*), ocasionando a sua falha prematura.

### **3.5 Método dos Elementos Finitos**

É uma ferramenta utilizada para simular cálculos estruturais em projeto auxiliado por computador (do inglês, *CAD*), e conforme explicação de Azevedo (2003, p.1) o método dos elementos finitos tem por objetivo: “a determinação do estado de tensão e deformação de um sólido de geometria arbitrária sujeito a acções [*sic*] exteriores”.

O *software CAD SolidWorks* utiliza deste método e, ao final da análise, apresenta um diagrama demonstrando se a peça suporta as solicitações mecânicas selecionadas. Podemos considerar como alguns exemplos de solicitações mecânicas os esforços de tração, compressão, flexão e fluência. Na Figura 6, temos um exemplo de análise pelo método de elementos finitos:

**Figura 6 – Análise de tensões em tubulação flangeada**



Fonte: SolidWorks Corporation (2013)

Existe uma gradação dos níveis de solicitações do azul (regiões que sofrem menos solicitações) ao vermelho (regiões que sofrem mais solicitações). O projetista deve atentar para os cantos vivos e mudanças de geometria, regiões onde se concentram grande parte das tensões como pode ser visto na Figura 6. Uma solução para isso seria dimensionar adequadamente essa região, modificar o material para que suporte aquela tensão ou (em último caso) modificar o valor das solicitações.

### 3.6 Diagrama de Causa e Efeito

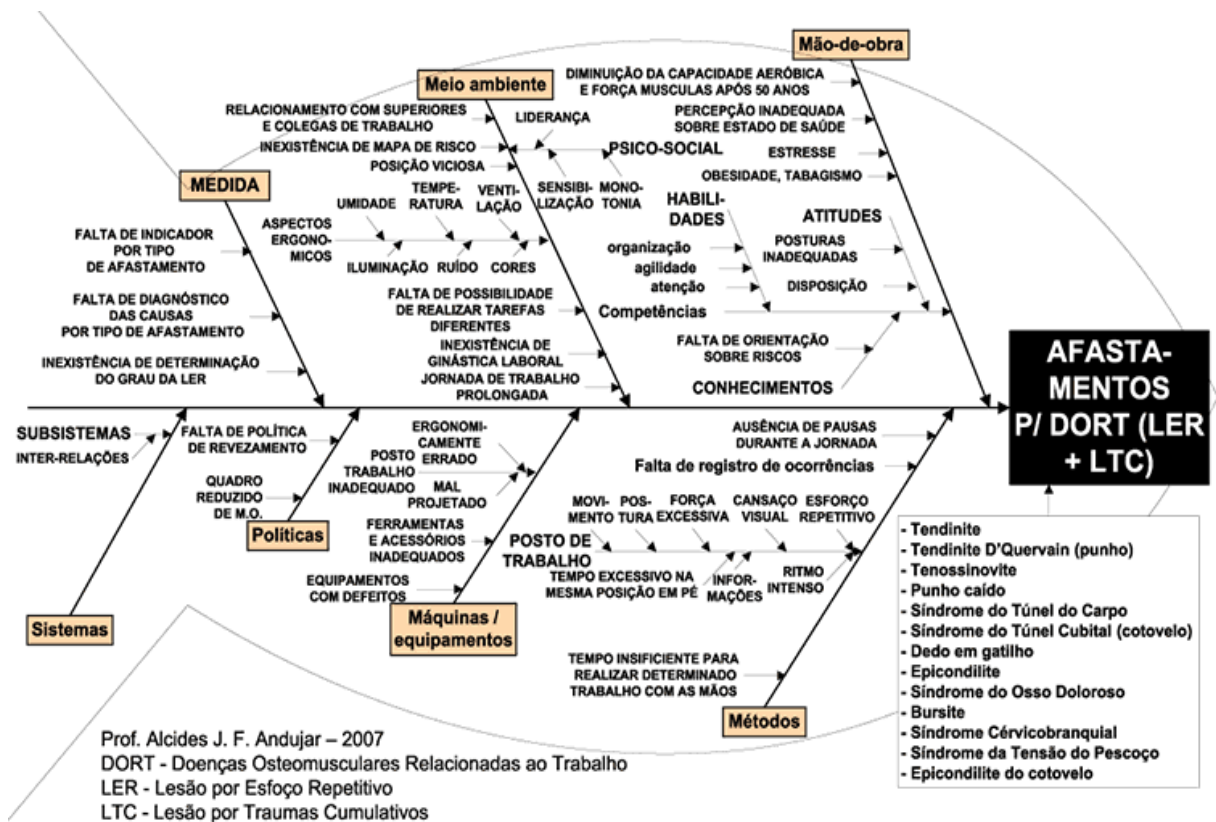
Também conhecido como diagrama de espinha de peixe (devido à sua forma peculiar) e diagrama de Ishikawa (em homenagem ao seu idealizador), tem como principal finalidade elucidar as causas de determinado defeito ou falha.

Segundo Tague (2004 pp. 247,249), o procedimento para que seja elaborado o diagrama de causa e efeito é o seguinte:

1. Entrar em um acordo na definição do problema (efeito). Escrivê-lo no centro e a direita do diagrama. Desenhar um quadro e uma seta horizontal apontando para ele.
2. Debater as principais categorias de causas do problema. Se houver dificuldade de categorização, utilizar a seguinte forma genérica:
  - Métodos
  - Equipamentos (Máquinas)
  - Mão de Obra
  - Materiais
  - Medição
  - Ambiente (Meio Ambiente)
3. Escrever as categorias de causas como ramos da seta principal.
4. Debater todas as possíveis causas do problema. Perguntar: "Por que isso acontece" e à medida que cada ideia é apresentada, o facilitador deve escrevê-la como um ramo na categoria apropriada. As causas podem ser escritas em vários ramos, se eles se relacionam com várias categorias.
5. Novamente perguntar "por que isso acontece" sobre cada causa. Escrever causas secundárias ramificando-as. Continue a perguntar "Por quê?" para que possam ser gerados mais níveis de causas. As camadas de ramos indicam relações causais.
6. Quando houver falta de ideias em um ramo, partir para outros ramos que tenham pouca ocorrência de ideias.

Na Figura 7 temos um exemplo de um diagrama de causa e efeito. Podemos identificar o preenchimento laranja, como as categorias das causas de falhas e em preenchimento preto, a falha (efeito). As setas que se inserem em cada ramo das falhas são causas primárias, que nada mais são do que a mitigação da categoria da causa. Pode haver ainda mais ramificações para que ocorra uma análise mais detalhada das causas secundárias:

Figura 7 – Diagrama de causa e efeito aplicado à saúde no trabalho



Fonte: Ciclo CAPD (2013)

### 3.7 Diagrama de Pareto

De acordo com explanação de Tague (2004 p. 376) o diagrama de Pareto, também chamado de gráfico de Pareto ou análise de Pareto, é uma ferramenta da qualidade que utiliza gráficos escalonados de barras onde a altura indica a frequência da ocorrência de determinada falha e a base os diferentes modos de falha. A finalidade desta ferramenta é deixar claro quais são os modos de falha mais importantes a serem sanados, economizando custos ou reduzindo tempo de paradas para solucionar problemas que afetam consideravelmente a produção. Segundo Tague (2004 p. 377), esta ferramenta da qualidade pode ser utilizada para as seguintes situações:

- Analisar dados de frequências de causas de falhas ou problemas em um processo.

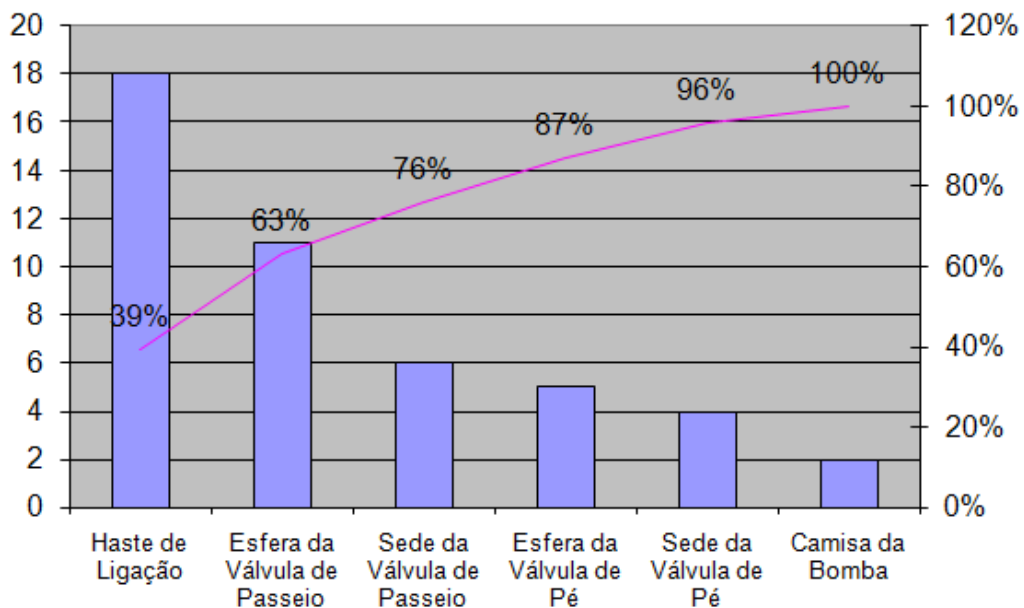
- Quando há muitos problemas ou causas de falhas e existe uma necessidade de focalizar os mais importantes.
- Analisar causas gerais de falha para observar os seus elementos específicos.
- Para comunicar as causas de falhas a outras pessoas.

Existe um procedimento a ser seguido para que essa análise seja realizada com sucesso. Esse procedimento é subdividido em sete etapas básicas, conforme explanação de Tague (2004 p. 377):

1. Decidir que categorias serão utilizadas para agrupar os itens
2. Decidir que dimensão é adequada para ordenar os itens verticalmente. As dimensões normalmente utilizadas são: frequência, quantidade, custo e tempo.
3. Decidir qual período a análise de Pareto deverá abranger. Um expediente, um dia de trabalho, uma semana, etc.
4. Coletar os dados e registrá-los em cada categoria.
5. Totalizar as medições para cada categoria.
6. Determinar a escala adequada para os dados coletados. O valor máximo irá ser o maior subtotal da etapa cinco. Marque a escala do lado esquerdo do gráfico.
7. Escrever o rótulo para cada categoria. Coloque o mais alto do lado esquerdo, então o próximo mais alto à sua direita e assim sucessivamente. Se houver muitas categorias com poucos dados de ocorrência, eles podem ser agrupados em "outros".

Um exemplo de diagrama de Pareto pode ser visto no Gráfico 4, onde se encontram discriminados os modos de falha e sua frequência, de uma situação hipotética de manutenção em bombas de fundo:

**Gráfico 4 – Diagrama de Pareto aplicado ao processo manutenção em bombas de fundo**



Com base nos dados do Gráfico 4, podemos concluir que grande parte das falhas da bomba de fundo ocorre por defeito na haste de ligação, esfera da válvula de passeio e sede da válvula de passeio. Sanando essas três causas de falhas, serão resolvidos 76% das falhas da bomba de fundo, ficando evidente qual é o foco que a empresa deve ter para solucionar o problema.

### 3.8 Carta Dinamométrica

A carta dinamométrica é um gráfico que relaciona a tensão na haste polida com o movimento ascendente ou descendente da unidade de bombeio.

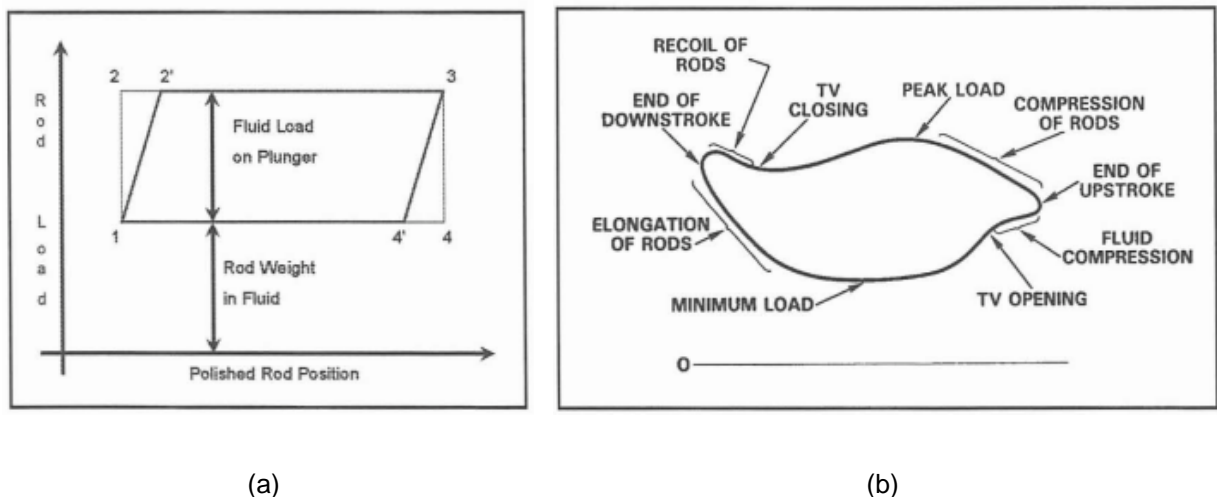
A correta interpretação das cartas dinamométricas revela uma grande quantidade de informações a respeito da operação de unidade de bombeio. E como salienta Takács (2003 pp. 332,333) as mais importantes utilidades da carta dinamométrica são:

- Determinação das solicitações de cargas agindo na unidade de bombeio e na coluna de hastes.
- Definir o carregamento de torção no redutor da unidade de bombeio.
- A energia requerida para operar a unidade de bombeio.

- Verificar o efeito dos contrapesos na unidade de bombeio.
- A determinação da condição da bomba de fundo e de suas válvulas.
- Muitas falhas podem ser detectadas ao analisar a forma da carta dinamométrica, tornando-a uma ótima ferramenta para a solução de problemas.

Oferecendo destaque para a determinação das cargas, que é a principal utilidade da carta dinamométrica, na Figura 8 podem ser vistas as formas usuais das cartas dinamométricas em poços com condição normal de operação:

**Figura 8 – Cartas dinamométricas indicando condição normal de operação: (a) carta dinamométrica simplificada e (b) carta dinamométrica com cargas combinadas.**



Fonte: Takács (2003 pp. 333,335).

Na carta dinamométrica simplificada, podemos observar que a ordenada define o carregamento nas hastes (*Rod Load*) medido normalmente em libras e a abscissa, a posição da haste polida (*Polished Rod Position*). A dupla seta inferior indica o peso da coluna de hastes (*Rod Weight in Fluid*) e a dupla seta superior indica a carga da coluna de fluido sobre o pistão (*Fluid Load on Plunger*). A descrição das etapas de bombeio e correlação com a carta dinamométrica se encontra descrita a seguir:

No ponto 1 inicia-se o curso ascendente, e a válvula de passeio fecha-se imediatamente. A carga na haste polida, igual ao peso da coluna de hastes no ponto 1, subitamente se eleva chegando ao



ponto 2, enquanto a carga do coluna de fluido é transferida da válvula de pé para a válvula de passeio. O pistão e a haste polida movem-se simultaneamente até alcançar o ponto 3, elevando nesse período uma carga constante. O fim do curso ascendente ocorre no ponto 3 e o curso descendente se inicia com a abertura imediata da válvula de passeio. O carregamento das hastes subitamente cai até alcançar o ponto 4, momento em que a carga do fluido não é mais suportada pela válvula de passeio. A coluna de hastes desce na coluna de fluido do ponto 4 ao ponto 1, enquanto a haste polida suporta o peso da coluna de hastes. De volta ao ponto 1, um novo ciclo se inicia. (TAKÁCS, 2003 p. 333, tradução livre).

Os pontos 2' e 4' consideram a coluna de hastes um sistema elástico, sendo o trecho 1-2' a elongação da coluna de hastes e o trecho 3-4' a compressão da coluna de hastes.

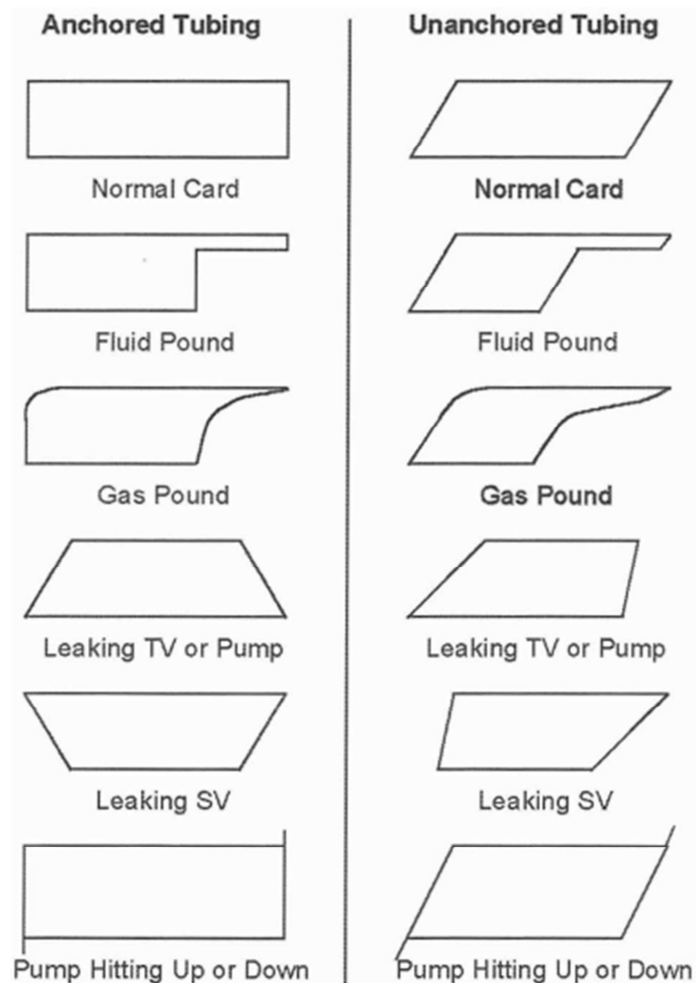
Na carta dinamométrica com cargas combinadas, estão expostas as cargas de uma forma mais detalhada. Os pontos e as faixas significam: elongação da coluna de hastes (*elongation of rods*), carga mínima (*minimum load*), abertura da válvula de passeio (*tv opening*), compressão do fluido (*fluid compression*), fim do curso ascendente (*end of upstroke*), compressão da coluna de hastes (*compression of rods*), carga máxima (*peak loading*), fechamento da válvula de passeio (*tv closing*), recuo das hastes (*recoil of rods*) e fim do curso descendente (*end of downstroke*).

A segunda grande utilidade das cartas dinamométricas é a sua capacidade de definir a falha do poço. Segundo Takács (2003 p. 337), detectar a falha de uma unidade de bombeio utilizando a interpretação visual de carta dinamométrica é uma tarefa que deve ser realizada por técnicos especializados, isso se deve às:

[...] diversas interações que influenciam os parâmetros e o grande número dos possíveis problemas de bombeio, podem existir um número infinito de formas de cartas dinamométricas, aproximando a sua análise mais de uma arte que de uma ciência exata. (TAKÁCS, 2003 p. 337, tradução livre).

Alguns padrões podem ser desenvolvidos para tentar caracterizar a falha do processo de elevação utilizando bombeio mecânico. Sendo assim, encontram-se na Figura 9, algumas das cartas que caracterizam o funcionamento normal ou em falha de uma unidade de bombeio mecânico com coluna ancorada (*Anchored Tubing*) e coluna livre (*Unanchored Tubing*):

**Figura 9 – Cartas dinamométricas indicando condições de operação do poço**



Fonte: Takács (2003 p. 342).

As condições de operação das cartas dispostas na Figura 9 são: carta normal (*Normal Card*), pancada de fluido (*Fluid Pound*), pancada de gás (*Gas Pound*), vazamento na válvula de passeio (*Leaking TV or Pump*), vazamento na válvula de pé (*Leaking SV*) e pistão checando topo ou fundo (*Pump Hitting Up or Down*).

### 3.9 Usinagem

Segundo Hoffman *et al.* (2012 p. 5), usinagem é definida como o processo de fabricação que utiliza ferramentas para cortar materiais em tamanhos e formas desejadas. Sendo assim, todo processo de fabricação que consiste em retirada de material de uma peça é considerado usinagem.

Existem diversas ferramentas de usinagem, sendo as principais citadas por Hoffman *et al.* (2012 pp. 11,12,13,14,15,16,17):

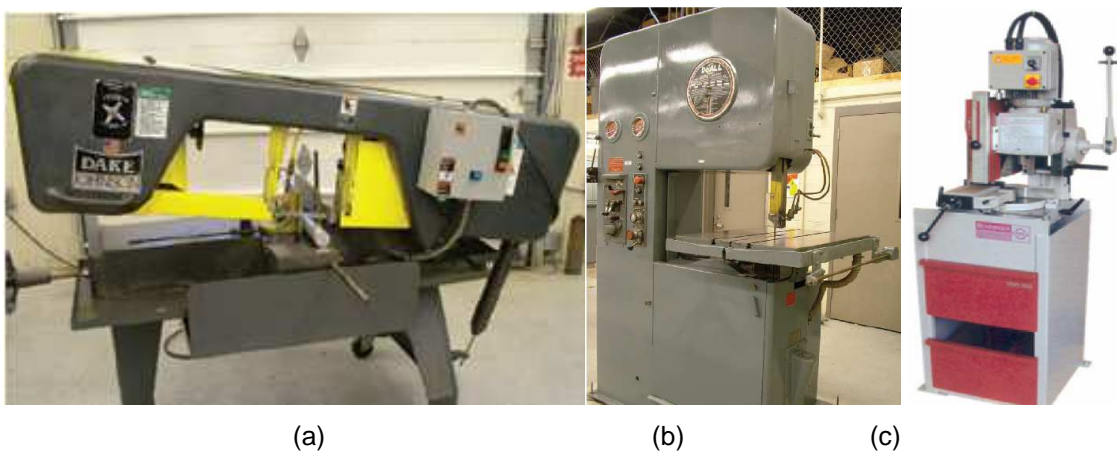
- Serra
- Furadeira
- Torno
- Fresa
- Corte com Eletroerosão, Jato de Água e Laser

Cada método tem suas particularidades, suas vantagens e desvantagens. Este trabalho deve utilizar somente dois processos de fabricação descritos acima, então iremos focalizar nossa explanação sobre serra e torno.

### 3.9.1 Serra

Consiste em uma ferramenta que é normalmente utilizada para cortar material em comprimentos menores ou para remover grandes seções de materiais para outras operações de usinagem. Segundo Hoffman *et al.* (2012 p. 11), normalmente dois tipos de serra são usados: serra de fita, que utiliza uma faixa linear de serra e estão disponíveis na posição horizontal ou vertical e a serra circular. A Figura 10 mostra alguns exemplos de serra: (a) de fita horizontal, (b) de fita vertical e (c) circular.

**Figura 10 – Exemplos de serras**



Fonte: Hoffman *et al.* (2012 p. 12).

### 3.9.1.1 Serra de fita

Segundo Hoffman *et al.* (2012 p. 267) este é o tipo de serra mais utilizada. A lâmina de corte é uma faixa linear com uma série de dentes que quando a serra é ligada, segue em movimentos rotativos de corte.

A serra de fita corta a peça constantemente, diminuindo assim o tempo de operação, oferecendo uma alta taxa de precisão e um aquecimento reduzido, conforme explicação de Hoffman *et al.* (2012 p. 267).

#### 3.9.1.1.1 Serra horizontal

Seu nome é proveniente da posição horizontal da fita. Sua alta precisão envolve tolerâncias de  $\pm 0,381$  mm e sua alta velocidade ao cortar peças grandes são suas principais vantagens, segundo Hoffman *et al.* (2012 p. 267). Isso faz com que ela seja ideal para realizar cortes precisos em peças semi-acabadas.

Algumas serras horizontais possuem um sistema de arrefecimento, devido ao grande atrito que ocorre entre a serra e a superfície da peça de trabalho. Esse atrito pode aumentar a temperatura da peça (podendo modificar suas características mecânicas) e da serra (diminuindo sua vida útil). Sendo assim, o operador deve tomar cuidado no ajuste de velocidade e do material da fita a ser utilizado.

#### 3.9.1.1.2 Serra vertical

Recebe esse nome devido à posição vertical da fita. Normalmente é utilizada para realizar cortes grosseiros em peças semiacabadas para remover excessos antes da realização de outras etapas de usinagem.

Outra vantagem da serra vertical é a realização de cortes em formas complexas. Em contrapartida os operadores devem ser bem treinados para essa tarefa, pois há o risco de acidentes em caso de descuido ou falta de atenção.

#### 3.9.1.2 Serra circular

A serra circular utiliza uma lâmina de metal circular. Suas principais características são: baixa velocidade de corte, altamente precisas e não aquecem a

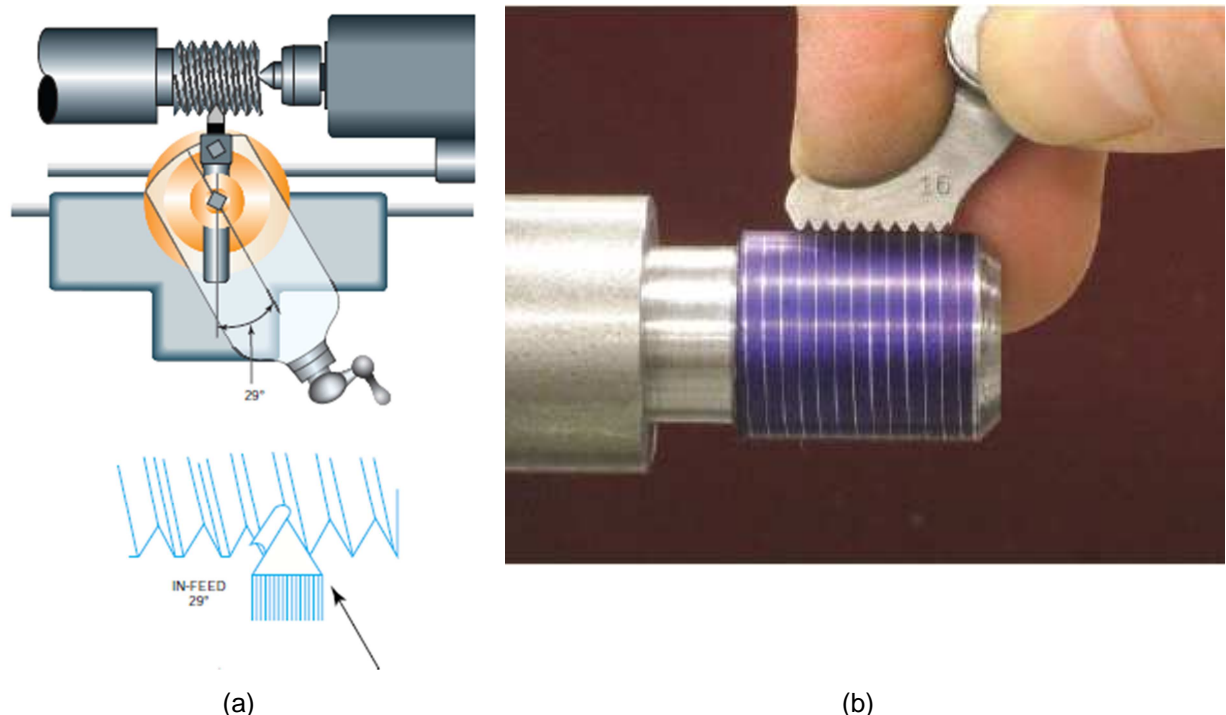
peça (não afetando suas características mecânicas). Segundo Hoffman *et al.* (2012 p. 281), sua precisão alcança a faixa de  $\pm 0,127$  mm.

### 3.9.2 Torno

A principal utilidade do torno é fabricar peças em formato cilíndrico. Na forma de um tarugo, a peça semiacabada é inserida no torno sendo rotacionada, a partir de então a ferramenta de corte avança sobre a peça para realizar a retirada do material.

O torno também serve para abrir roscas em peças, tanto internas como externas, a Figura 11 mostra em: (a) usinagem da rosca utilizando o torno e (b) inspeção de rosca utilizando gabarito para conferir a quantidade de roscas por polegada:

**Figura 11 – Usinagem e inspeção de rosca aberta em um torno**



Fonte: Hoffman, *et al.* (2012 pp. 421,426)

O torno é uma ferramenta que serve para usinar uma grande variedade de peças, observando que toda sempre tem formato cilíndrico ou cônico, podem conter furos e roscas, conforme a Figura 12:

**Figura 12 – Exemplos de componentes usinados em um torno**



Fonte: Hoffman, *et al.* (2012 p. 355).

Existe também, uma diferenciação quanto ao modo de operação do torno. Existe o torno convencional, o qual cada uma das tarefas é realizada por um operador e o torno CNC (Controle Numérico Computadorizado) onde quase todas as operações (avanço, velocidade de rotação e substituição de ferramentas) são realizadas por um programa computacional. Na Figura 13 encontram-se: (a) um torno convencional e em (b) um torno CNC.

**Figura 13 – Torno convencional e torno CNC**



(a)



(b)

Fonte: Hoffman, *et al.* (2012 pp. 14,565)

O torno CNC oferece a vantagem da maior precisão e maior velocidade de operação, enquanto o torno convencional custa muito menos que o torno CNC. O investimento a ser realizado na compra de um torno convencional pode chegar a 10% do gasto com um torno CNC de mesma potência.

Mas a depender da aplicação a compra do torno CNC demonstra-se uma opção viável. Grandes empresas que necessitam de peças com bastante precisão dimensional e grande escala de produção optam pelos tornos CNC.

## **4 METODOLOGIA**

Considerando que método é um procedimento ou caminho para alcançar determinado fim e a finalidade da ciência é a busca do conhecimento, podemos concluir que o método científico é o conjunto de procedimentos utilizados com o propósito de alcançar o conhecimento, conforme explicação de Prodanov e Freitas (2013).

### **4.1 Abordagem Metodológica**

A abordagem deste trabalho é um estudo de caso, realizado na Petrobras UO-SEAL no campo de Carmópolis, estado de Sergipe. A modalidade deste estudo é um trabalho de conclusão de curso com a finalidade de avaliar as falhas em coluna de produção de poços de petróleo do campo de Carmópolis e propor solução para o problema, aumentando a redundância em seção(ões) específica(s) de tubo(s).

Segundo Beuren (2006, p. 84), a pesquisa do tipo estudo de caso caracteriza-se principalmente pelo estudo concentrado de um único caso. Este trabalho se insere nessa classificação, pois busca propor solução para o problema específico dos poços de petróleo da Petrobras, UO-SEAL.

Neste caso, abordaremos as falhas em poços de petróleo do campo de Carmópolis, que contém características específicas e as diversas variáveis que envolvem o processo de elevação são bastante complexas. Sendo assim, o resultado deste trabalho pode não ser efetivo em outros campos, com características diversas do campo de Carmópolis.

### **4.2 Caracterização da Pesquisa**

Considera-se de grande utilidade a seguinte explanação relativa à pesquisa:

Pesquisa é entendida tanto como procedimento de fabricação do conhecimento, quanto como procedimento de aprendizagem, sendo parte integrante de todo processo reconstrutivo de conhecimento. (DEMO apud PRODANOV; FREITAS, 2013, p. 42).



Então, para que seja feita uma pesquisa científica adequada, deve ser seguido certo procedimento subdividido em etapas, quais sejam: quanto aos objetivos, quanto aos meios, quanto à abordagem dos dados.

#### **4.2.1 Pesquisa quanto aos objetivos**

A metodologia utilizada neste estudo de caso quanto aos objetivos é exploratória e descritiva.

Podemos dizer que é exploratória, pois na realidade da indústria de petróleo não se tem publicado esse modo de falha dos tubos (*sui generis*) em detrimento do centralizador (guia). A pesquisa exploratória deve ser aplicada:

[...] quando a pesquisa se encontra na fase preliminar, tem como finalidade proporcionar mais informações sobre o assunto que vamos investigar, possibilitando sua definição e seu delineamento, isto é, facilitar a delimitação do tema da pesquisa; orientar a fixação dos objetivos e a formulação das hipóteses ou descobrir um novo tipo de enfoque para o assunto. Assume, em geral, as formas de pesquisas bibliográficas e estudos de caso. (PRODANOV; FREITAS, 2013, p.51)

É também descritiva, pois foi feita a especificação dos equipamentos utilizados atualmente nos poços da empresa em questão. Essa descrição foi importante para a elucidação do problema. Segundo Prodanov e Freitas (2013, p.52) a pesquisa descritiva visa: “[...] descrever as características de determinada população ou fenômeno ou o estabelecimento de relações entre variáveis”.

#### **4.2.2 Pesquisa quanto aos meios**

Quanto aos meios esta pesquisa pode ser caracterizada como de campo, pois:

[...] pesquisa de campo é aquela utilizada com o objetivo de conseguir informações e/ou conhecimentos acerca de um problema para o qual procuramos uma resposta, [...]. Consiste na observação de fatos e fenômenos tal como ocorrem espontaneamente, na coleta de dados a eles referentes e no registro de variáveis que presumimos relevantes, para analisá-los. (PRODANOV; FREITAS, 2013, p.59).

Os dados coletados foram obtidos através de registros fotográficos de intervenções em poços e relatórios de intervenção e esses documentos estão relacionados diretamente com a questão-problematizadora (natureza da observação direta). Dados como, estado da coluna de produção retirada e de outros equipamentos de subsuperfície, estão documentados dessas duas formas. Alguns campos do relatório de intervenção de limpeza do poço encontram-se na Figura 14:

**Figura 14 – Relatório de Intervenção de Limpeza (modificado): (a) cabeçalho do relatório indicando o motivo real da intervenção “Tubulação Furada” e o método de elevação “BM” e (b) evidenciando o modo de falha do poço em “Anomalias nos Tubos Retirados” estando rasgado e em seguida na observação**

| RELATÓRIO DE INTERVENÇÃO DE LIMPEZA   |                  |               |             |                     |                  |
|---|------------------|---------------|-------------|---------------------|------------------|
|  |                  | Poço:         |             | Estação:            |                  |
| SPT:  | SPT-BR-54        | Poço Tipo:    | POTRSMN     | Início:             | 09/11/2012 09:00 |
| Programa:   | 1605/2012        | Intervenção:  | 11.a        | Término:            | 10/11/2012 11:00 |
| Motivo Prov. da Intervenção:  | Tubulação Furada |               |             | Últ. Intervenção:   | 09/07/2012       |
| Motivo Real da Intervenção:   | Tubulação Furada |               |             | Projeto:            |                  |
| Ordem/Diagrama:   | 6000257221       | NI:           | 400.222.835 | LI:                 | 00.080.975       |
| Supervisor da Sonda:  |                  | Fiscal da OP: |             | Ficou Equipado com: | BM               |
|   |                  |               |             | Fiscal do IPERF:    |                  |

(a)

| ANOMALIAS DOS EQUIPAMENTOS RETIRADOS   |              |                 |               |           |          |
|--|--------------|-----------------|---------------|-----------|----------|
| Bomba nº:  | BF 46545     | Estator nº:     |               | Rotor nº: |          |
| Anomalias nas Hastes Retiradas   |              |                 |               |           |          |
| Haste  | Modo         | Posição Inicial | Posição Final | Local     | Diâmetro |
| Bombeio  | Com Corrosão | 46              | 92            | Corpo     | 7/8      |
| Anomalias nos Tubos Retirados  |              |                 |               |           |          |
| Modo   | Local        | Posição Inicial | Posição Final | Diâmetro  | Tipo     |
| Rasgado  | Corpo        | 58              | 58            | 3 1/2     | EU       |
| Anomalias na Admissão da Bomba   |              |                 |               |           |          |
| Local da Admissão  |              |                 | Anomalia      |           |          |
| Tubo Filtro  |              |                 | Sem Anomalias |           |          |
| Observações sobre as Anomalias   |              |                 |               |           |          |
| 1 - AS HASTES DE 7/8" SAIRAM COM CORROSÃO.   |              |                 |               |           |          |
| 2 - O TUBO Nº 58 SAIU COM UM RASGO NO CORPO CAUSADO POR ABRASÃO INTERNA.                         |              |                 |               |           |          |
| 3 - FOI SUBSTITUIDA HASTE POLIDA, A HASTE RETIRADA DO POÇO ESTAVA COM A PARTE DO CROMO CORROIDA. |              |                 |               |           |          |

(b)

A característica da falha por abrasão é uma abertura em formato longitudinal na tubulação. A Figura 15 apresenta o modo de falha descrito pelo relatório acima, ou seja, o 58º tubo rasgado por abrasão interna:

**Figura 15 – Falha na tubulação de produção por abrasão interna**



#### **4.2.3 Pesquisa quanto à abordagem dos dados**

A análise dos dados é quantitativa. As informações de relevância obtidas dos relatórios, que são numéricas, tanto criarão umnexo-causal entre o modo de falha e característica de determinado material dos centralizadores como justificarão a necessidade de proposta para a solução do problema.

#### **4.3 Unidade, Universo e Amostra da Pesquisa**

A unidade de pesquisa é o local onde foi realizado o presente estudo. Sendo assim, pode ser considerado como unidade o campo de Carmópolis, situado no estado de Sergipe. Esse campo atualmente é operado pela Petrobras, mais especificamente pela sua departamentalização geográfica UO-SEAL.

O universo é o conjunto de poços de petróleo que utilizam o método de elevação bombeio mecânico com hastes. Sendo esses poços em sua maioria direcionais.

A amostra é de aproximadamente mil intervenções. Não pode ser indicado o número exato de intervenções devido a política de segurança da informação da

Petrobras, que classifica a informação como restrita, não devendo ser divulgada ao público.

## 5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

No caso da UO-SEAL os centralizadores das hastes tem desempenhado papel fundamental no rasgo por abrasão nos tubos, quando a sua finalidade deveria ser a de reduzir os efeitos da abrasão na tubulação. Esse desgaste combinado com outras solicitações (flexão das hastes e corrosão sob tensão) tem causado a falha prematura dos tubos. Para ratificar a suspeita de que os centralizadores estão causando esse tipo de falha, observamos através de inspeção visual da Figura 16, o formato característico do guia “entalhado” no tubo:

**Figura 16 – Falha em tubulação por abrasão dos guias das hastes: (a) rasgo visualizado através da parede externa, (b) vista em corte evidenciando a natureza da abrasão dos guias e (c) guia convencional utilizado em poços com bombeio mecânico**



(a)



(b)



(c)

O material utilizado nos guias é o PPS (sulfeto de p-fenileno), que contém uma matriz de polietileno e 40 % da composição em massa de fibra de vidro. A empresa fornecedora das hastes realizou uma alteração no material e houve uma

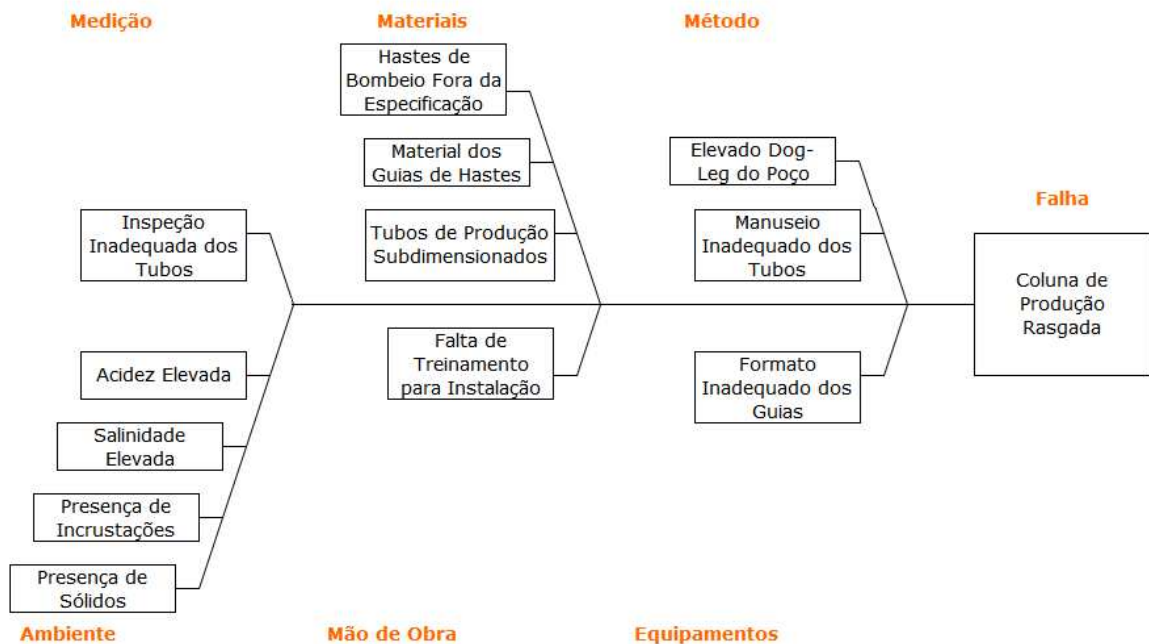
redução na composição de fibra de vidro de 40% para 33%, conforme Solvay (2010), fornecedor do material. Esse material, PPA (p-fenilamida), não obteve êxito e houve novas ocorrências do mesmo modo de falha.

As hastes utilizadas têm grau KD<sup>2</sup> sendo: resistentes à corrosão, suportam cargas moderadas e são fabricadas em aço AISI 4320 (aço Ni-Cr-Mo), em dados fornecidos pela Tenaris (2013). Os tubos de produção são fabricados em aço carbono resistentes à corrosão, conforme padrão API, e tem uma espessura de parede de 12,9 mm conforme Vallourec & Mannesmann Tubes (2013).

### 5.1 Diagrama de Causa e Efeito para Análise da Falha

Para que seja elucidada a principal causa da falha da coluna de produção rasgada, foi elaborado um diagrama de causa e efeito, conforme a Figura 17:

**Figura 17 – Diagrama de Causa e Efeito para falha em coluna de produção (tubulação rasgada)**



<sup>2</sup> Segundo a Tenaris (2013), as hastes com grau KD foram projetadas para poços corrosivos com cargas moderadas.

### 5.1.1 Análise da causa-raiz obtida pelo diagrama de causa e efeito

Uma causa que contribui para esse modo de falha é o formato dos guias. A sua pequena área de contato aumenta a pressão sobre a parede interna do tubo, aumentando assim o poder de abrasão sobre ela. Poderiam ser utilizadas hastes com centralizadores de bombeio de cavidades progressivas (BCP), eles têm uma área de contato maior, reduzindo a pressão sobre a parede interna do tubo e reduzindo também os efeitos da abrasão.

Mas, devido ao formato especial do guia BCP, ocorre perda de carga significativa na sua utilização em poços com bombeio mecânico e isso se reflete em perda de produção e sujeição dos equipamentos de superfície a esforços de trabalho maiores.

O material das hastes e dos tubos não tem influência significativa sobre esse modo de falha, pois não há outra opção senão utilizar os materiais citados na seção anterior, ambos recomendados por normas API, adequadas para as condições dos poços de Carmópolis.

A hipótese do manuseio inadequado dos tubos pelo pessoal de sonda, não é algo considerável para que ocorra a falha do tubo. Se houvesse isso, apareceriam sinais de impacto e abrasão na parede externa dos tubos em sua retirada. Esse tipo de ocorrência é muito raro e não justifica a falha por tubulação rasgada. A falta de treinamento para a instalação dos tubos se reflete no manuseio inadequado dos tubos, o que não tem ocorrido com frequência, como justificado anteriormente.

Também está descartada a hipótese de inspeção inadequada dos tubos, pois esse modo de falha ocorre tanto com tubos reconicionados quanto com tubos novos.

A presença de acidez elevada, incrustação (*scale*), alta salinidade e sólidos também contribuem para a falha dos tubos. A corrosão gerada pela acidez potencializa a perda de material causada pela abrasão. Esse desgaste é acentuado pela elevada salinidade, presença de sólidos como areia e pela formação de incrustação, formando uma espécie de lixa com o movimento alternativo da unidade de bombeio.

Infelizmente essas condições não podem ser modificadas (com exceção da alta corrosividade) e esse ramo não pode ser extirpado. Em alguns poços de Carmópolis é realizada a injeção de anticorrosivos para reduzir os efeitos desse

ambiente ácido. Mesmo assim, alguns desses poços continuam falhando por abrasão interna, certificando que essa não é causa raiz para a falha por coluna rasgada.

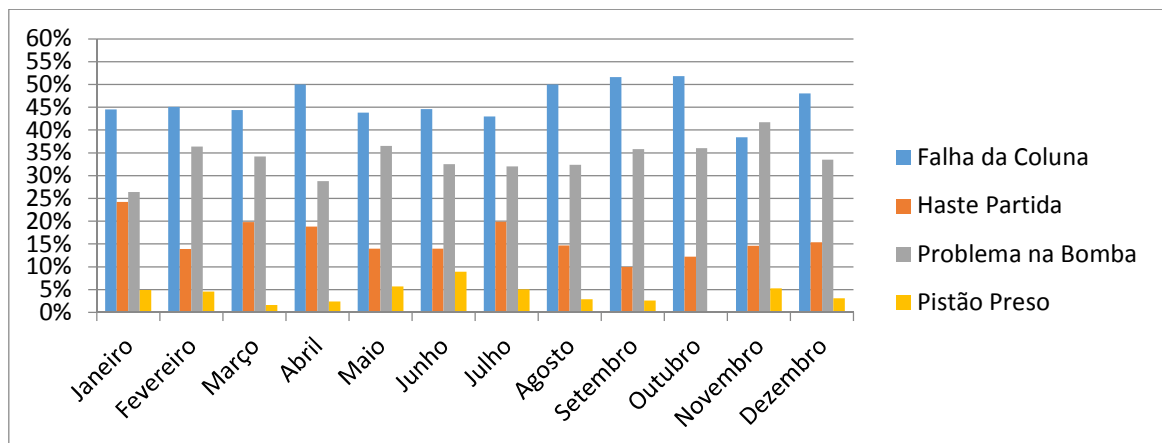
O elevado desvio (*dog-leg*) é uma condição que não pode ser modificada no poço, pois a perfuração é realizada na fase de preliminar do mesmo (tornando-se um estado permanente), mas é certo que aumentam substancialmente a falha da coluna rasgada, pois o desvio aumenta a abrasão da coluna de hastes com os tubos de produção.

Fazendo uma avaliação das causas primárias, podemos observar que o material dos guias (centralizadores) tem um papel importante na falha do poço, pois os guias são fabricados em uma combinação de material cerâmico e polimérico. A cerâmica (fibra de vidro) tem alta dureza, desgastando o tubo com mais facilidade que outros materiais usados, por isso essa deve ser considerada a causa raiz da falha, pois em tubos que utilizam o nylon não ocorre rasgo da tubulação. A solução seria utilizar o nylon como material dos centralizadores, mas em Carmópolis muitos poços sofrem influência de vapor e o nylon falharia por fluência porque sua temperatura de operação está muito abaixo das temperaturas encontradas nos poços de Carmópolis (até 110 °C na cabeça de produção).

## 5.2 Histórico de Intervenções

Em comparação com outros modos de falha, a falha da coluna de produção tem sido o mais frequente motivo para intervenção em poços BM na UO-SEAL (com parada de produção) conforme demonstra o Gráfico 5:

**Gráfico 5 – Motivos de intervenção em poços de petróleo BM**

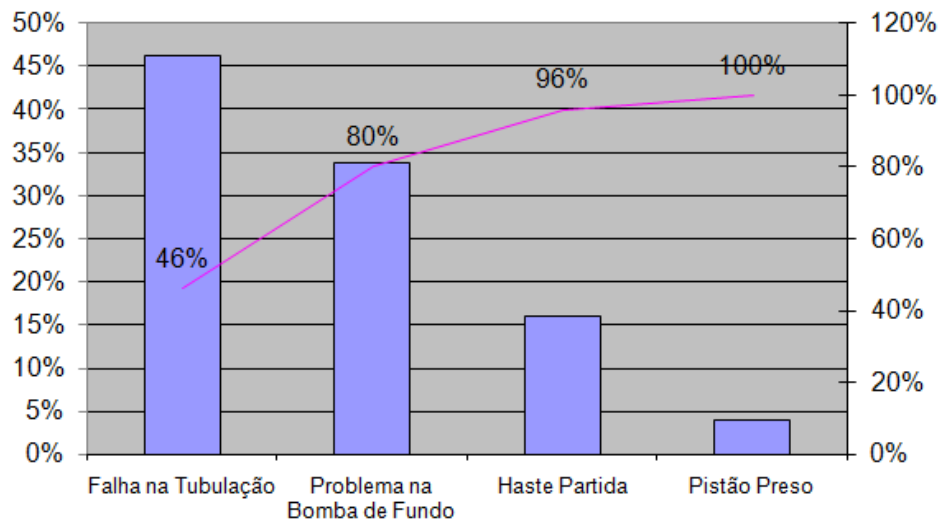




### 5.3 Gráfico de Pareto para Análise dos Modos de Falha dos Poços

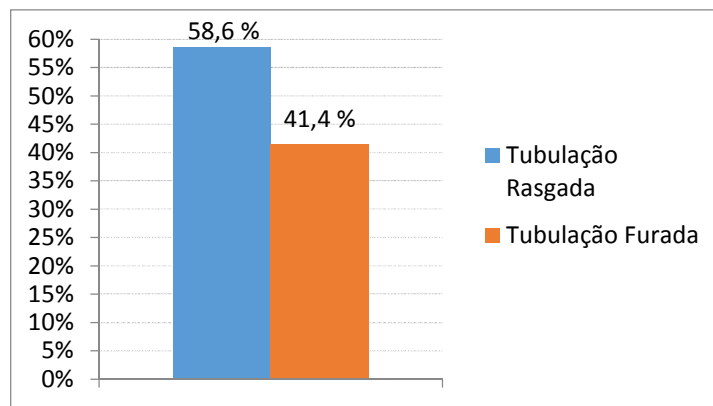
Fazendo uma análise de Pareto das principais falhas de poços, podemos observar que a falha na coluna de produção é a maior causa de parada dos poços BM na UO-SEAL, conforme o Gráfico 6:

**Gráfico 6 – Análise de Pareto para as causas de parada em poços BM na UO-SEAL em 2012**



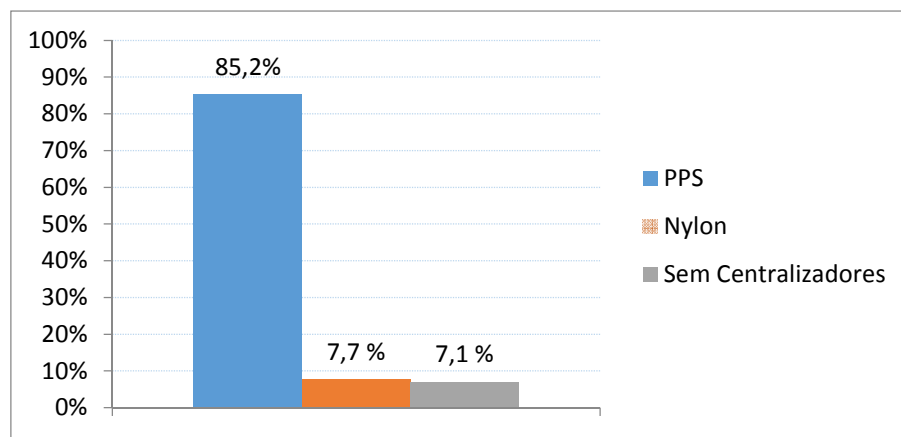
Detalhando ainda mais os dados obtidos através dos relatórios de intervenção de sonda, podemos concluir que os tubos rasgados constituem uma considerável parcela das falhas da coluna de produção, conforme expressa o Gráfico 7:

**Gráfico 7 – Tipos de falhas em coluna de produção: percentual de poços com tubulação furada (corrosão) e tubulação rasgada (abrasão dos guias)**



A quantidade de poços BM que contêm hastes com guias é bastante alta, isso implica que esses poços têm certo potencial de falhar por rasgo da tubulação de produção. No Gráfico 8 podemos visualizar, em valores relativos, quantos poços pararam de produzir (por rasgo da coluna de produção) que continham centralizadores em suas hastes:

**Gráfico 8 – Valores relativos de poços BM que falharam com rasgo na coluna de produção (UO-SEAL), discriminados por material dos centralizadores das hastes de bombeio**

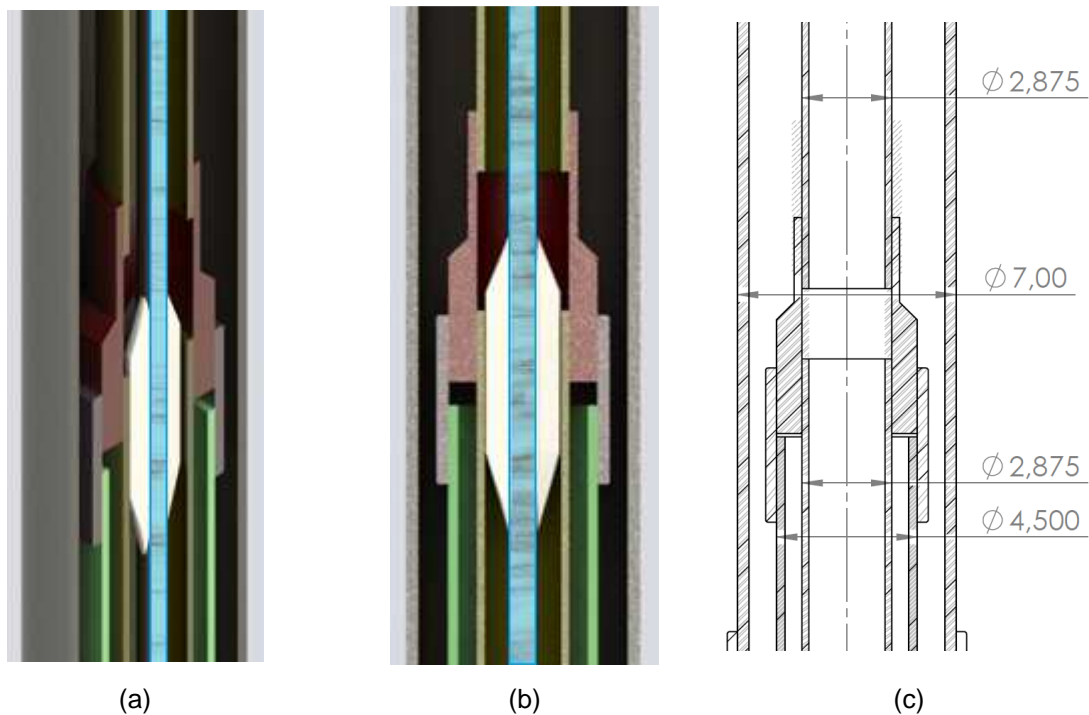


Então podemos concluir baseando-se nos dados do Gráfico 10, que a utilização dos centralizadores fabricados em PPS não está contribuindo para o aumento da vida útil da coluna de produção dos poços da UO-SEAL e estão correlacionados com o baixo MTBF observado nos poços direcionais do campo de Carmópolis.

## 6 SUGESTÕES

Tendo em vista a extensão e a importância do problema descrito na seção anterior, foi proposto um projeto que consiste em utilizar redundância no trecho mais crítico da coluna, ou seja, na seção da coluna em que costumeiramente ocorre a falha por coluna rasgada. A montagem proposta (utilizando o CAD *SolidWorks*), em corte, encontra-se na Figura 18 e a sua descrição detalhada está a seguir:

**Figura 18 – Vistas da proposta de redundância em segmento da tubulação:  
(a) em perspectiva, (b) frontal e (c) desenho**



- Tubulação de Revestimento 7" (cinza claro)

Peça mais externa à montagem de coloração cinza claro. Tem a finalidade de estabilizar a coluna, impedindo o desabamento das paredes do poço. Também tem a finalidade de evitar a poluição de lençóis freáticos, na ocorrência de uma elevação do nível do poço. Essa peça normalmente é montada na operação de perfuração do poço, não mais sendo substituída pelas operações de *workover* (operações pós-completação).

- Tubulação de Produção 2 7/8" NU (amarela)

Peças que servem para elevar o fluido de interesse até a superfície. É por onde passam as hastes de bombeio, a bomba insertável ou o pistão da bomba tubular.

- Tubulação Equalizadora 4 1/2" NU (verde)

Serve para equalizar a pressão com a tubulação de 2 7/8", na ocorrência de um eventual furo ou rasgo da coluna, e dar continuidade à elevação pela coluna de produção.

- Sub-Duplo<sup>3</sup> (vermelha)

Peça responsável pela ligação da tubulação equalizadora, com a tubulação de produção em coluna concêntrica. Deve haver dois sub-duplos na montagem, um na parte superior e outro na parte inferior. A utilização dessa peça também tem como finalidade evitar que se monte uma coluna dupla do topo até o tubo camisa, economizando assim centenas de metros de tubulação e reduzindo o tempo de operação de sonda. Está representada na figura com a cor vermelha.

- Haste de Bombeio (azul) e Centralizador (branco)

A haste de bombeio se encontra ao centro da figura na cor azul e o centralizador encontra-se em cor branca.

A intenção dessa montagem é criar uma redundância na parte mais direcional do poço, tubo que se encontra envolvido pela coluna verde. Na ocorrência de rasgo da coluna de produção, a pressão da tubulação amarela equaliza com a pressão da tubulação verde e a elevação do petróleo segue até que outro equipamento do poço falhe.

Para que seja válida a fabricação do sub-duplo com as dimensões determinadas no Apêndice A, foi realizada uma simulação no *software SolidWorks* utilizando o método de elementos finitos. As solicitações foram baseadas nos

---

<sup>3</sup> O dimensionamento do sub-duplo encontra-se no Apêndice A. O dimensionamento da rosca do desenho deve seguir a especificação da norma API (2008) Spec. 5B (especificação para roscas, medição e inspeção revestimentos, tubos e fios de roscas).

valores mínimos aceitáveis pela especificação API 5CT e o relatório de análise encontra-se no Apêndice B.

Esta solução não visa impedir a falha do tubo de produção, mas aumentar a vida útil do poço (aumentando o tempo médio entre falhas). Isso se deve à criação da redundância em seção específica, ou seja, se o tubo interno falhar o tubo externo equalizará as pressões e o fluxo continuará sem perdas.

### 6.1 Fabricação do Sub-Duplo

Foi solicitada a fabricação de seis sub-duplos para a utilização dos mesmos em dois poços. Por seção, são necessários dois sub-duplo, sendo recomendado que haja pelo menos um sobressalente (caso ocorra a falha no manuseio e inutilização da peça).

A primeira ferramenta utilizada foi uma serra de fita horizontal Starrett, modelo S3420. Um tarugo de aço especificação AISI 4140 de 4 3/4" foi posicionado na serra e cortado em seis partes, em conformidade com o comprimento descrito no Apêndice A. A Figura 19 mostra o processo de corte do último tarugo:

**Figura 19 – Corte do tarugo na serra para a fabricação do sub-duplo**



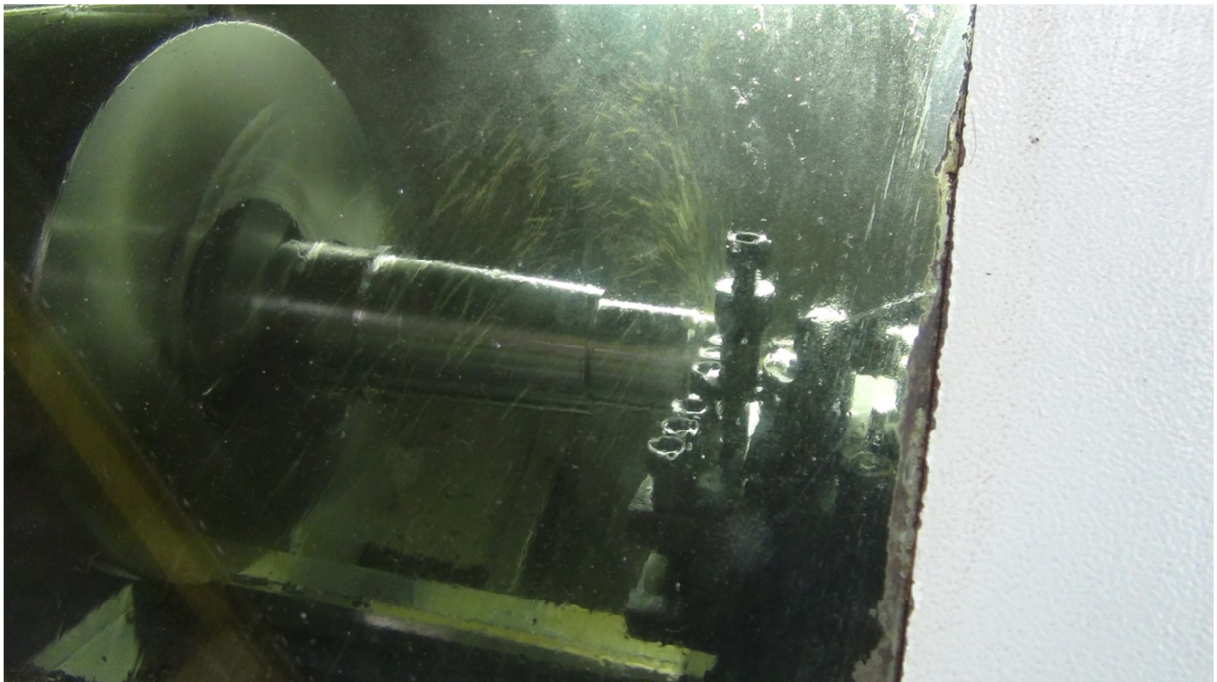
Depois de serrado, o tarugo é conduzido ao torno para fazer o restante da usinagem da peça, abrir as roscas interna e externa e o furo passante. O torno

utilizado na operação foi um ROMI modelo Multiplic 40A. A Figura 20 mostra o torno CNC que nos auxiliou nesta tarefa e a Figura 21, mostra a peça sendo fabricada:

**Figura 20 – Torno CNC ROMI Multiplic 40A**



**Figura 21 – Usinagem do tarugo no torno para a fabricação do sub-duplo**



A peça acabada, resultado do torneamento do sub-duplo, encontra-se na Figura 22 nas vistas: (a) em perspectiva, (b) frontal, (c) superior e (d) inferior.

**Figura 22 – Sub-duplo**



## 6.2 Balanceamento das Colunas de Tubos

O balanceamento das colunas interna (2 7/8") e externa (4 1/2") do segmento da coluna de produção que utilizará a redundância consiste na equalização do comprimento dos tubos internos e externos. Isso ocorre porque o comprimento dos tubos é desigual, devido ao acondicionamento dos tubos de produção. Com o

recondicionamento a empresa reutiliza os tubos, reduzindo assim o custo de intervenção, que também é uma das premissas deste projeto.

Considerada a etapa mais crítica da montagem sugerida, este procedimento deve ser realizado com muita cautela, pois a sua inobservância pode resultar em atrasos, conseqüentemente aumentando os custos por parada do poço e por parada de sonda. A seguir encontram-se os passos para realizar com sucesso, a montagem sugerida:

1. Solicitar a fabricação de pelo menos dois sub-duplos.
2. Solicitar tubos de 4 1/2" NU e 2 7/8" NU na quantidade necessária para proteger a faixa de interesse, sendo prudente escolher um tubo a mais como margem de segurança.
3. Solicitar, no mínimo, uma luva adicional de 4 1/2" NU.
4. Medir, marcar e anotar o comprimento de cada tubo de 4 1/2" NU e 2 7/8" NU a ser descido na coluna dupla.
5. Realizar o cálculo do balanceamento utilizando a seguinte fórmula,

$$L_{Tubo\ Curto} = \left( \sum_1^n L_{4\ 1/2} - \sum_1^n L_{2\ 7/8} \right) - 0,06 * n \quad (2)$$

onde,

$L_{Tubo\ Curto}$  - comprimento do tubo curto de 2 7/8" NU (m)

$\sum_1^n L_{4\ 1/2}$  - somatório do comprimento dos tubos de 4 1/2" NU (m)

$\sum_1^n L_{2\ 7/8}$  - somatório do comprimento dos tubos de 2 7/8" NU (m)

$n$  - quantidade dos tubos a serem descidos (unidade)

0,06 - constante de balanceamento (m/unidade)

6. Solicitar três tubos curtos, sendo um com o comprimento  $L_{Tubo\ Curto}$ , outros dois tubos com 4 cm a mais e 4 cm a menos que  $L_{Tubo\ Curto}$ .
7. Acompanhar a descida dos tubos para que sejam aplicados os devidos cuidados no manuseio dos equipamentos.
8. Iniciada a montagem do sub-duplo inferior, acompanhar a descida da tubulação externa (4 1/2").

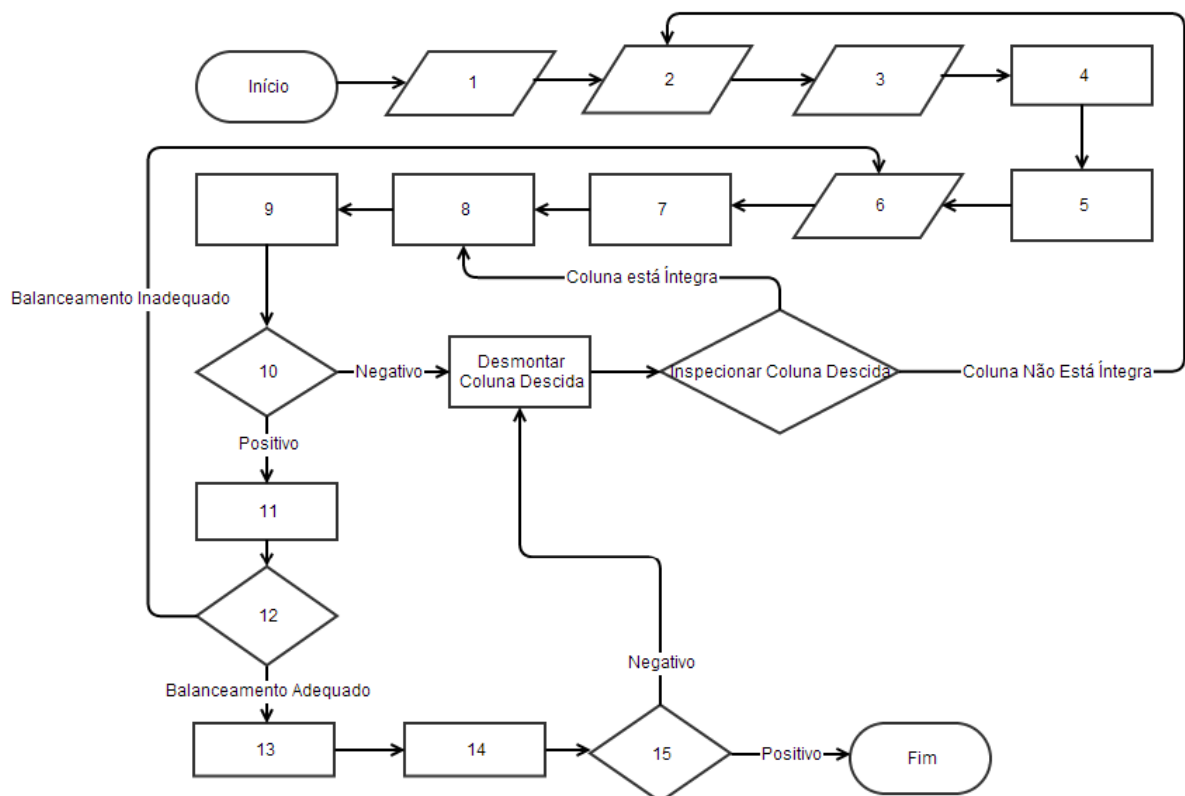


9. Finalizada a descida dos tubos de 4 1/2", conectar luva superior no tubo de 4 1/2".
10. Realizar teste hidrostático da coluna.
11. Caso o teste seja positivo, iniciar a descida da coluna interna com o tubo curto (2 7/8").
12. Conferir se o balanceamento foi feito corretamente conectando o sub-duplo superior aos tubos interno e externo com aperto de mão.
13. Caso a conexão ocorra com sucesso, finalizar a montagem do sub-duplo com aperto da chave hidráulica.
14. Realizar teste hidrostático da coluna.
15. Caso o teste seja positivo, seguir o programa de equipagem do poço.

A realização do teste hidrostático tem a finalidade de garantir a estanqueidade da coluna do seguimento da coluna de produção instalado em pressões acima da pressão de trabalho do poço.

Na Figura 23, encontra-se o fluxograma da operação proposta acima utilizando a sequência numérica indicada no procedimento:

**Figura 23 – Fluxograma da operação de montagem**



### 6.3 Restrições do Projeto

O projeto prevê ainda algumas restrições, que devem ser consideradas, na seleção do poço:

- Revestimento de, no mínimo, 7" de diâmetro

Alguns poços podem ter revestimento com diâmetro de 5 1/2", o que impossibilita a descida da tubulação equalizadora de 4 1/2".

- Coluna de produção deve ser de 2 7/8"

Não é possível a utilização de tubulação de produção de 3 1/2" internamente, pelo fato da mesma não adentrar a coluna de 4 1/2". Isso implica que não poderão ser descidas bombas convencionais de 3 1/2" de maior vazão. Para compensar essa restrição, pode ser aumentado o regime da unidade de bombeio (aumentando o seu curso, a unidade ou trocando a polia do redutor por outra de maior diâmetro).

### 6.4 Viabilidade do Projeto

Com a implantação desse projeto, é esperado que o tempo médio entre falhas dos poços aumente e que as falhas na coluna de produção diminuam substancialmente. Então, somente pode ser analisada a viabilidade após serem realizados testes em poços que tenham as condições descritas anteriormente (poços direcionais, alta corrosividade, temperaturas moderadas e alta salinidade). Não pode ser realizada uma previsão confiável, pois as condições de poço variam bastante.

Sendo assim, no momento em que os poços-teste vierem a falhar deve ser feita uma análise de sua falha (haste partida, problema na bomba de fundo, pistão preso ou coluna furada). Em todos os casos, o trecho a ser protegido pela montagem deve ser analisado. Se somente a tubulação interna falhar, a montagem obteve sucesso, pois existe a tubulação externa (atuando como redundância) para evitar que o poço falhe. Os outros equipamentos não devem ser afetados pela mudança, pois a coluna interna seria a mesma prescrita em um poço que não fosse feito esse teste.

Após ser feita a análise da falha desses poços, deve ser feita uma comparação do tempo médio entre falhas anterior com o tempo médio entre falhas atual (após a mudança). Se houver aumento do *MTBF* (tempo médio entre falhas), e esse aumento de produção superar os custos da implantação, podemos concluir que o projeto obteve sucesso.

## 6.5 Implantação do Projeto

Houve dois poços que se enquadravam nas restrições de projeto e com as condições de falha citadas na Seção 5. O corpo de engenharia da gerência OP-CP autorizou a implantação do projeto nos seguintes poços com nome fantasia (devido à política de informação da empresa não podem ser divulgados os nomes reais dos poços): Poço-Teste 1 e Poço-Teste 2.

A intervenção de sonda que equipou o Poço-Teste 1 com a Seção Dupla (nome de batismo do projeto sugerido) ocorreu no dia 24/9/2013, sendo que o poço começou a operar no dia 25/9/2013. Foram descidos dez tubos de 4 1/2" NU com tubos de 2 7/8" NU internamente na faixa do tubo cinquenta ao tubo cinquenta e nove (faixa de tubos onde ocorreram os rasgos). Esse poço havia falhado oito vezes no período de um ano, sendo seis vezes por tubulação rasgada. Segue então o cálculo do *MTBF* do Poço-Teste 1:

$$MTBF_{\text{Poço-Teste 1}} = \frac{12 \text{ meses}}{8 \text{ falhas}} \quad (3)$$

$$MTBF_{\text{Poço-Teste 1}} = 1,5 \frac{\text{mês}}{\text{falha}} \quad (4)$$

Logo, se não houvesse a implantação, era esperado que o poço falhasse no dia 8/11/2013, o que não ocorreu até o presente momento (10/12/2013). Considerando a sua produção atual de 35 barris de óleo por dia, a sua continuidade de produção gerou uma receita bruta calculada pela seguinte fórmula,

$$R_{\text{Poço-Teste 1}} = T_p * P_D * P_{bbl} + CE_{IS} \quad (5)$$

onde,

$R_{\text{Poço-Teste 1}}$  – receita do Poço-Teste 1 (US\$)<sup>4</sup>

$T_p$  – tempo médio de parada de poço (dia)

$P_D$  – produção diária de óleo (bbl/dia)

$P_{bbl}$  – preço do barril de petróleo Brent (US\$/bbl)<sup>5</sup>

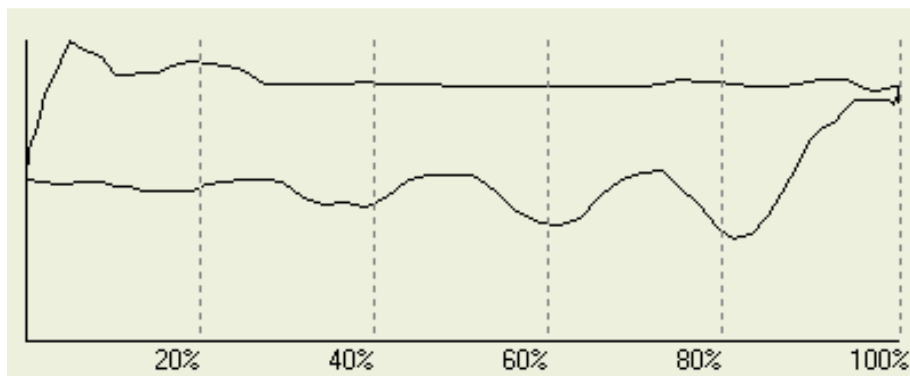
$CE_{IS}$  – custo estimado de intervenção de sonda (US\$)<sup>6</sup>

$$R_{\text{Poço-Teste 1}} = 10 * 35 * 111,49 + 26.543,81 \quad (6)$$

$$R_{\text{Poço-Teste 1}} = \text{US\$ } 65.565,31 \rightarrow R_{\text{Poço-Teste 1}} = \text{R\$ } 150.800,21 \quad (7)$$

A carta dinamométrica coletada logo após a intervenção comprovando a boa dinâmica de produção do poço está na Figura 24:

**Figura 24 – Carta dinamométrica do Poço-Teste 1**



Já no Poço-Teste 2 a intervenção de sonda ocorreu no dia 16/10/2013, operando no dia 17/10/2013. O poço falhou seis vezes no período de seis meses, dessas falhas cinco foram por tubulação rasgada. Sendo assim, o cálculo do *MTBF* do Poço-Teste 2 resulta em:

$$MTBF_{\text{Poço-Teste 2}} = \frac{6 \text{ meses}}{6 \text{ falhas}} \quad (8)$$

$$MTBF_{\text{Poço-Teste 2}} = 1 \frac{\text{mês}}{\text{falha}} \quad (9)$$

<sup>4</sup> Cotação do dólar americano extraída do *site* do Banco Central do Brasil, acesso no dia 10/12/2013.

<sup>5</sup> Preço do petróleo Brent extraído do *site* [indexmundi.com](http://indexmundi.com) no dia 2/12/2013.

<sup>6</sup> Baseado no custo real da intervenção anterior.

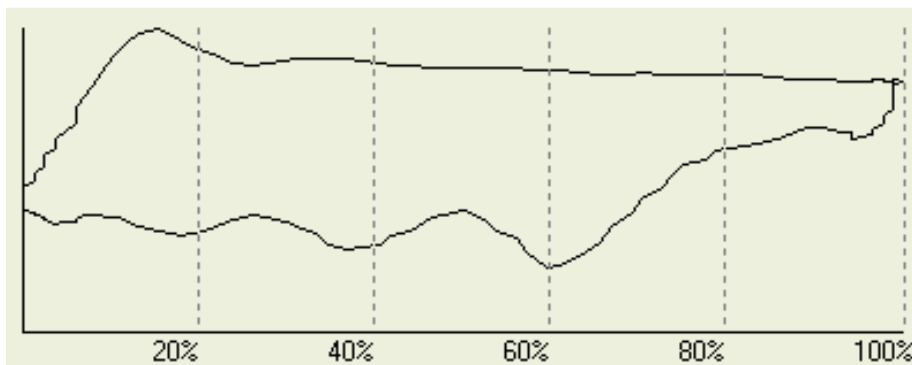
Espera-se que o poço falhe, então, no dia 15/11/2013. Utilizando como data base o dia 10/12/2013 e a produção diária de 38 bbl/dia, temos que sua receita bruta é:

$$R_{\text{Poço-Teste 2}} = 10 * 38 * 111,49 + 27.830,10 \quad (10)$$

$$R_{\text{Poço-Teste 2}} = \text{US\$ } 70.196,30 \rightarrow \text{R\$ } 161.451,49 \quad (11)$$

Sua carta dinamométrica pós-intervenção apresenta uma dinâmica de produção adequada, conforme mostra a Figura 25:

**Figura 25 – Carta dinamométrica do Poço-Teste 2**



Importante salientar que as cartas dinamométricas coletadas de todos os poços somente servem como documento comprobatório do estado do poço, sendo mais importante o teste de bombeio realizado pela sonda ao liberar o poço para produção. Nesse teste a sonda simula o movimento alternativo da unidade de bombeio, se o poço vier a produzir (teste positivo), o mesmo pode ser liberado para produção. Caso contrário, a sonda terá que analisar o motivo da falha e em alguns casos reiniciar a intervenção.

## 6.6 Resultados Obtidos

Até o presente momento, o Poço-Teste 1 e o Poço-Teste 2 não apresentaram falha, sendo que ambos encontram-se em operação contínua por tempo superior aos seus *MTBF*. Portanto, mesmo sem a possibilidade de avaliarmos toda a companhia destes poços, podemos perceber através dos dados da Seção 6.5, que a implantação deste projeto de Seção Dupla apresenta um ganho inicial de centenas

de milhares de reais, considerando apenas os ganhos parciais relativos às potenciais perdas comparadas aos *MTBF* anteriores.

Outra fonte potencial de ganho deste projeto consiste na redução da demanda de intervenções por sondas nestes poços. Considerando que a intervenção por sonda demanda operações complexas de poço, transporte de equipamentos de sonda, montagem da sonda, transporte de materiais para a locação do poço, além de mobilização de equipe especializada composta por grande número de empregados. Este custo diário de intervenção por sonda atinge cifras significativas da ordem de milhares de reais, de acordo com os números expostos na Seção 6.5.

Mais um fator relevante a ser considerado na aplicação deste projeto diz respeito aos baixos custos dos materiais utilizados na Seção Dupla, que consiste em tubos já utilizados em campanhas anteriores de outros poços, os quais podem ser obtidos em grande número no setor de estocagem.

Além disso, os materiais as máquinas e a mão de obra necessária para a confecção dos sub-duplos encontram-se disponíveis na empresa, sendo desnecessária a aquisição externa desses acessórios da coluna dupla.

Portanto, além dos ganhos parciais observados até o presente momento, devido ao aumento da campanha destes dois poços-teste, observamos que há outros ganhos referentes à redução de diárias de sondas e baixo custo dos materiais necessários para confecção da Seção Dupla. Estes fatos corroboram para a viabilidade econômica da implantação deste projeto da Seção Dupla da coluna de produção na sua região mais crítica.

## 7 CONCLUSÃO

Uma das maiores dificuldades para a realização deste trabalho foi a obtenção dos dados, pois o sistema que os fornece está em mudança (consequentemente em alguns momentos indisponível). Então os dados dos históricos dos poços foram coletados através da visualização individual dos relatórios de intervenção.

Outro ponto que pode ser questionado na forma de apresentação dos dados é a análise dos resultados ser em valores relativos. Isso ocorreu devido à política de proteção à informação da empresa. Os dados absolutos são classificados com Nível de Proteção 2 (Informações Reservadas), não podendo ser divulgadas fora dos limites da Petrobras.

Sobre a implantação da sugestão, a gerência da OP-CP (operação da produção de Carmópolis) UO-SEAL ATP-ST permitiu, em acordo com outras gerências correlatas, que fossem realizados os testes do projeto em poços com as condições e restrições descritas nesse trabalho. Sendo descritas duas situações reais de implantação do projeto.

Como não houve a falha desses poços até o momento, não pode ser aferido seu novo *MTBF*, mesmo assim foram obtidos resultados parciais que auferiram um aumento do *MTBF* dos poços-teste. Mas através dos cálculos realizados na Seção 6.5, podemos perceber evidente ganho de produção com a implantação do projeto.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações Gerenciais**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 10 Set. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico 2013**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 10 Set. 2013.

AMERICAN OIL & GAS HISTORICAL SOCIETY. **American Oil and Natural Gas History, Education Resources, Museum News, Exhibits and Events**. Disponível em: <<http://aoghs.org/>>. Acesso em: 8 Maio 2013.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps - API Recommended Practice 11AR**. Washington DC: American Petroleum Institute, 2000.

\_\_\_\_\_. **Specification for Casing and Tubing - API Specification 5CT**. Washington DC: American Petroleum Institute, 2012.

\_\_\_\_\_. **Specification for Pumping Units - API Specification 11E**. Washington DC: American Petroleum Institute, 2009.

\_\_\_\_\_. **Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinker Bars, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes, and Pumping Tees - API Specification 11B**. Washington DC: American Petroleum Institute, 2010.

\_\_\_\_\_. **Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads - API Specification 5B**. Washington DC: American Petroleum Institute, 2008.

AZEVEDO, Álvaro F. M. **Método dos Elementos Finitos**. Porto: Universidade do Porto, 2003.

BEUREN, I.M. **Como Elaborar Trabalhos Monográficos em Contabilidade: Teoria e Prática**. São Paulo: Atlas, 2006.

CICLO CAPD. **C9 Diagrama de causa e efeito**. Disponível em: <<http://www.ciclocapd.com.br/paginas/capd/c/c9/>>. Acesso em: 10 Dez. 2013.

CLEGG, J.D.; BUCARAM, S.M.; HEIN JR, N.W. **Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods**. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1993.

DEMO, P. **Metodologia do conhecimento científico**. São Paulo: Atlas, 2000.

HOFFMAN, P. et al. **Precision Machining Technology**. Delmar: Cengage Learning, 2012.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Informações e Estatísticas da Indústria**. Disponível em: <<http://www.ibp.org.br/>>. Acesso em: 8 Maio 2013.



INDEX MUNDI. **Preço bruto Brent - Preço Diário - Preços das Mercadorias**. Disponível em: <<http://www.indexmundi.com/>>. Acesso em: 16 Set. 2013.

KING, Hobart M. **Horizontal Drilling & Directional Drilling: Natural Gas Wells**. Disponível em: <<http://geology.com/articles/horizontal-drilling/>>. Acesso em: 5 Abr. 2013.

LUFKIN. **Conventional & Reverse MARK Pumping Units - Installation Manual CU-09**. Disponível em: <<http://www.lufkin.com/index.php/products-a-services/oilfield/beam-pumping-unit/conventional-crank-balanced>>. Acesso em: 22 Set. 2013.

PETROBRAS. **Petrobras**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 8 Mar. 2013.

PRODANOV, Cleber Cristiano; FREITAS, Ernani César de. **Metodologia do Trabalho Científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

SOLIDWORKS CORPORATION. **Finite Element Analysis - SolidWorks**. Disponível em: <<http://www.solidworks.com/sw/products/simulation/finite-element-analysis.htm>>. Acesso em: 26 Maio 2013.

SOLVAY. **Product Data - Amodel® AS-1133 HS**. Alpharetta: Solvay, 2010.

TAGUE, Nancy R. **Pareto Chart & Diagram for Problem Solving - Resources**. Rome: ASQ Quality Press, 2004.

TAKÁCS, Gábor. **Sucker-Rod Pumping Manual**. Tulsa: PennWell Corporation, 2003.

TENARIS. **API Rods - Beam Pumping - Sucker Rods - Tenaris**. Disponível em: <<http://www.tenaris.com/en/Products/SuckerRods/BeamPumping/APIRods.aspx>>. Acesso em: 8 Maio 2013.

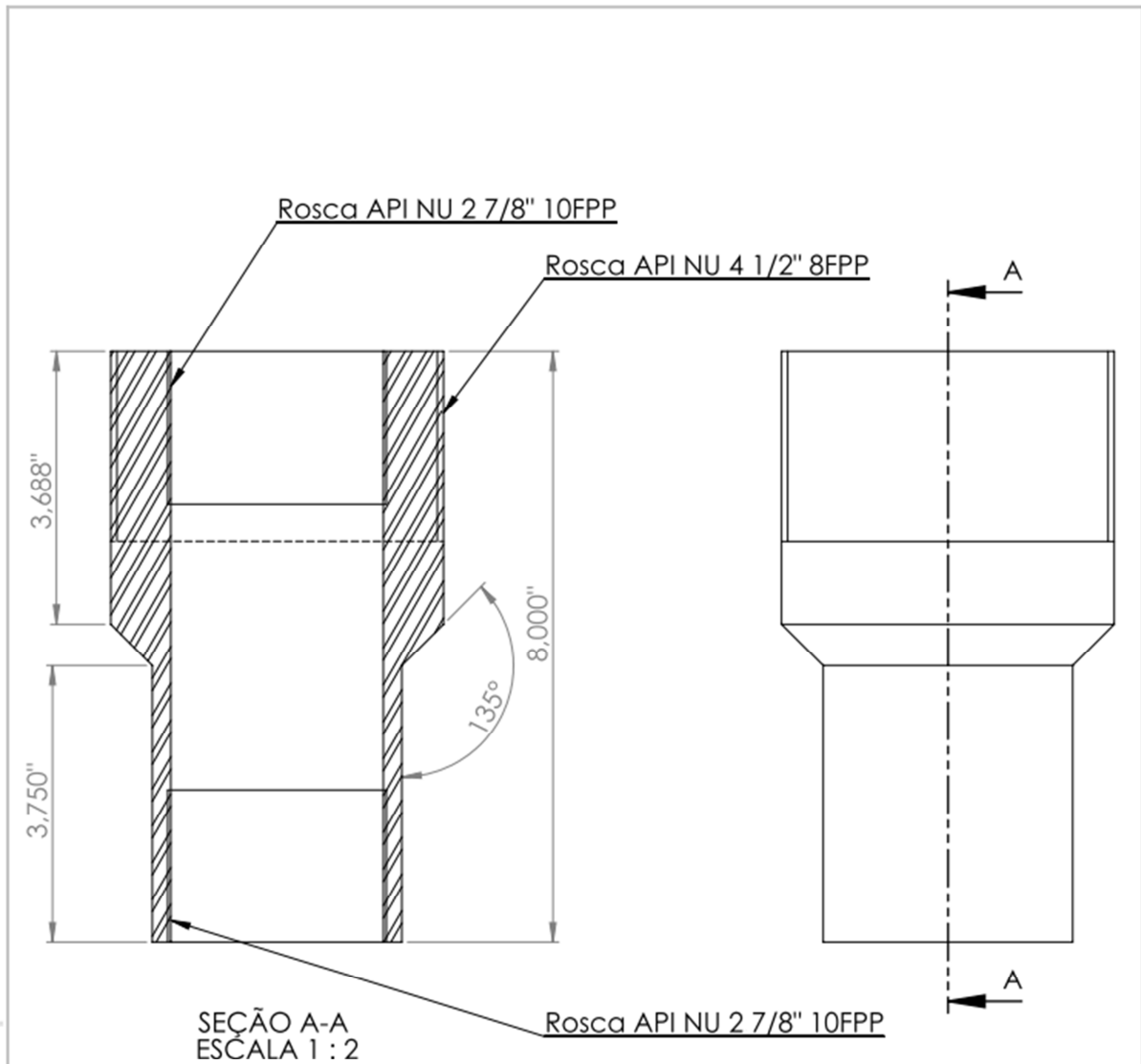
THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TUBINO, Dalvio. **Sistemas de Produção: A Produtividade no Chão de Fábrica**. Porto Alegre : Bookman, 1999.

VALLOUREC & MANNESMANN TUBES. **V&M do Brasil**. Disponível em: <<http://www.vmtubes.com.br/>>. Acesso em: 8 Maio 2013.

## **APÊNDICES**

**APÊNDICE A – DESENHO DO SUB-DUPLO (VISTA FRONTAL E EM CORTE)**



TÍTULO:

**SUB-DUPLO**

DIMENSÕES EM POLEGADAS

MATERIAL:  
AÇO 4140

DESENHISTA:  
CLÁUDIO EMANUEL CASTRO DOS ANJOS

A4

APÊNDICE A

PESO: 5347 g

ESCALA 1:2

DATA 18/05/2013

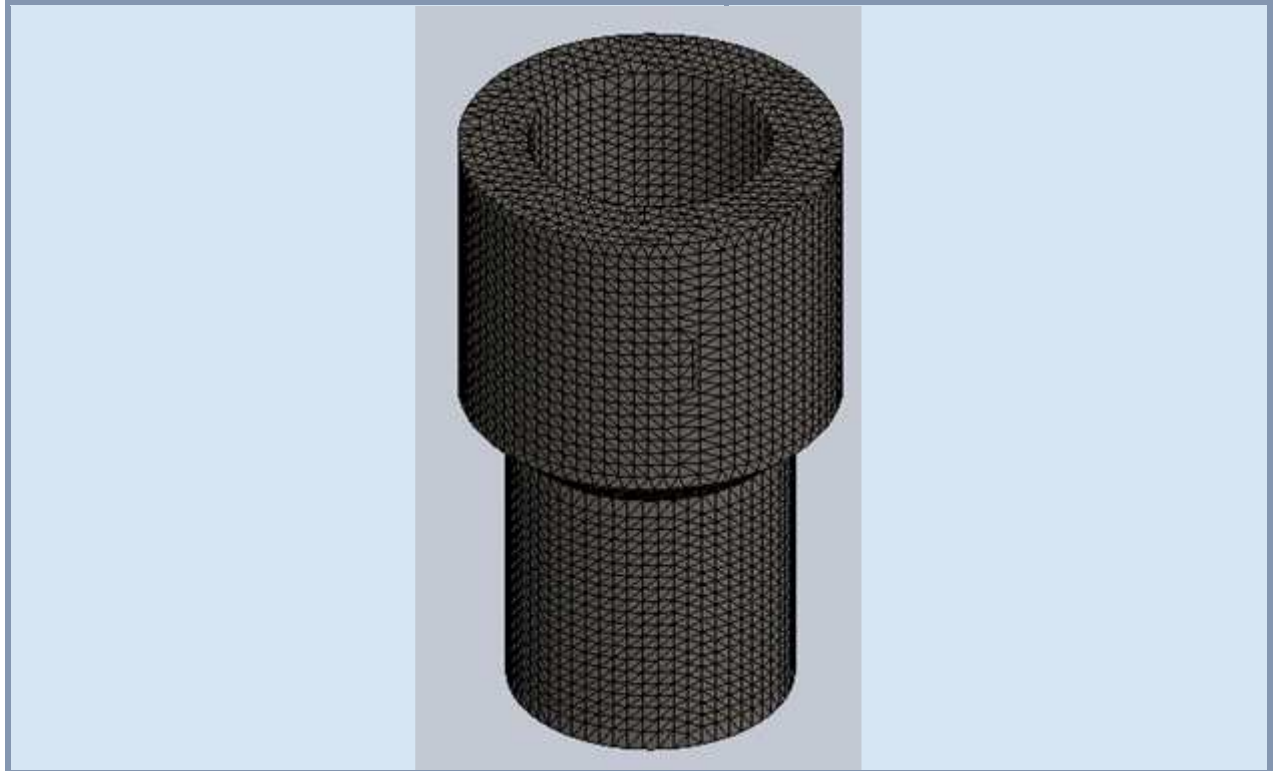
## APÊNDICE B.1 – INFORMAÇÕES - ELEMENTOS FINITOS (SUB-DUPLO)

### Informações de malha (elementos finitos)

|                            |              |
|----------------------------|--------------|
| <b>Tipo de malha</b>       | Malha Sólida |
| <b>Tamanho do elemento</b> | 4.5894 mm    |
| <b>Tolerância</b>          | 0.22947 mm   |
| <b>Qualidade da malha</b>  | Alta         |

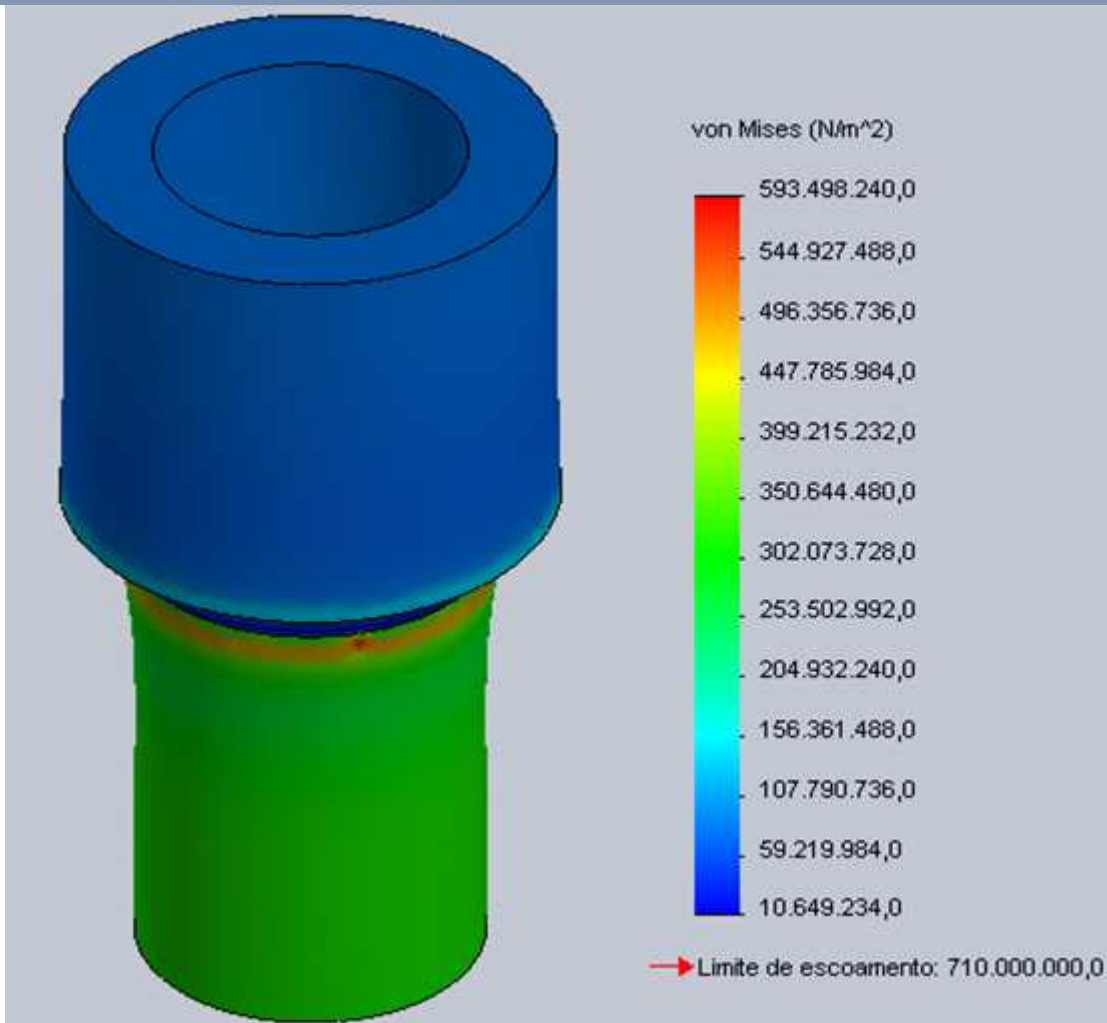
### Informações de malha – Detalhes

|                           |        |
|---------------------------|--------|
| <b>Total de nós</b>       | 85054  |
| <b>Total de elementos</b> | 55296  |
| <b>Proporção máxima</b>   | 6.9396 |



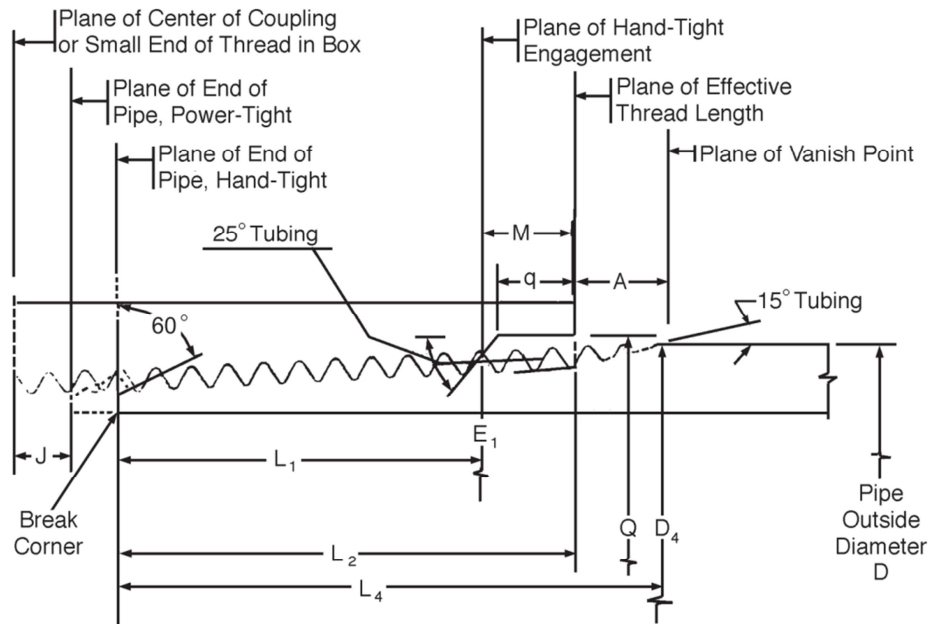
## APÊNDICE B.2 – ANÁLISE DAS SOLICITAÇÕES (SUB-DUPLO)

| Nome    | Tipo                    | TensãoMínima    | TensãoMáxima         |
|---------|-------------------------|-----------------|----------------------|
| Tensões | VON: tensão de vonMises | 10,6 MPa (Azul) | 593,5 MPa (Vermelho) |



Análise das Solicitações (*SolidWorks*) – Limite de escoamento muito acima da tensão máxima que a peça sofre, comprovando sua resistência à solicitação recomendada pela especificação API 11B.

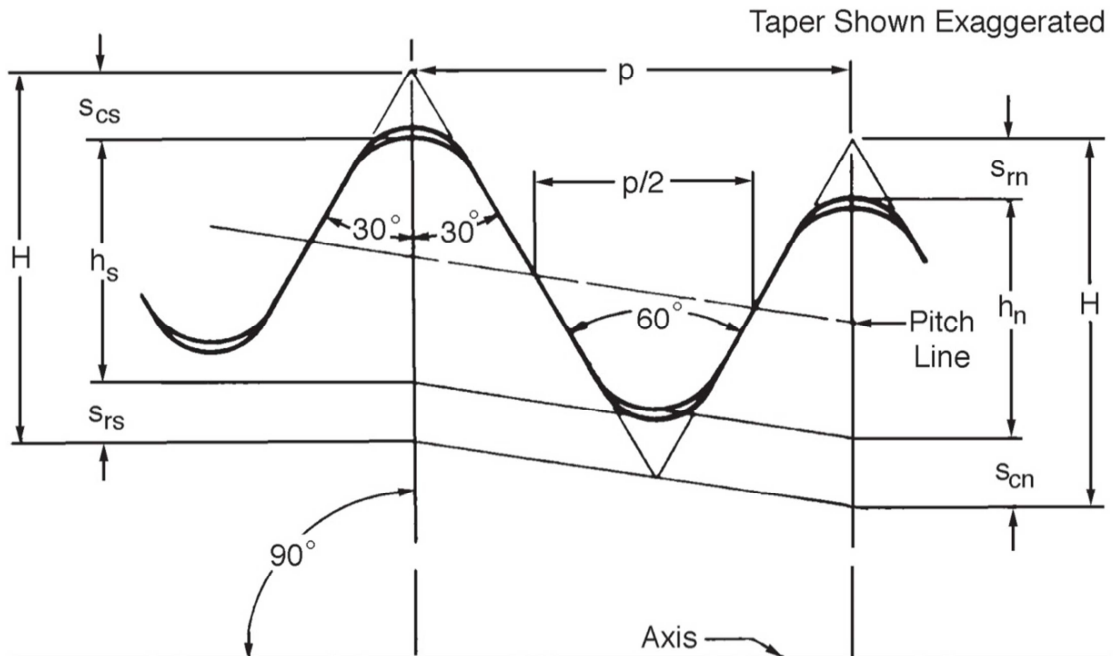
## ANEXO A – DIMENSIONAMENTO API PARA ROSCA DE TUBO DE PRODUÇÃO



Notes:

1. The vanish cone angle is optional for round threads on downhole tools.
2. The vanish cone angle applies to the roots of the incomplete threads produced by either multiple point or single point tools.
3. For basic power-tight make-up, the face of coupling or box advances to plane of vanish point.

Figure 8—Basic Dimensions of Tubing Round Threads Hand-Tight Make-Up



Taper  $\frac{3}{4}$  in. per ft or 0.0625 in. per in. on Diameter  
 (19,05 mm per 304,8 mm or 1,588 mm per 25,4 mm on Diameter)

Figure 9—Tubing Round Thread Form  
 (See Table 10 or Table 10M for dimensions.)

**Table 10—Tubing Round Thread Height Dimensions**

All dimensions in inches. See Figure 9.

| Thread Element                     | 10 Threads            | 8 Threads             |
|------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
|                                    | per in.<br>p = 0.1000 | per in.<br>p = 0.1250 |
| $H = 0.866p$                       | 0.08660               | 0.10825               |
| $h_s = h_n = 0.626p - 0.007$       | 0.05560               | 0.07125               |
| $s_{rs} = s_{rn} = 0.120p + 0.002$ | 0.01400               | 0.01700               |
| $s_{cs} = s_{cn} = 0.120p + 0.005$ | 0.01700               | 0.02000               |

Note: Calculations for H,  $h_s$ , and  $h_n$  are based on formulas for a symmetrical straight screw thread rather than a symmetrical tapered thread. The resulting differences are deemed to be insignificant for threads with 0.125 in. pitch and  $3/4$  in. per ft taper or less.

**Table 12—Non-Upset Tubing Thread Dimensions**

All dimensions in inches, except as indicated. See Figure 8.

| (1)                           | (2)                              | (3)                       | (4)   | (5)   | (6)   | (7)  | (8)   | (9)   | (10)                             | (11)                          | (12)                                  | (13)  |
|-------------------------------|----------------------------------|---------------------------|---|---|---|--|---|---|----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|---|
| Size Designation<br>D         | Major Diameter<br>D <sub>4</sub> | No. of Threads<br>per in. | Length: End of Pipe to Hand-Tight Plane<br>L <sub>1</sub> | Length: Effective Threads<br>L <sub>2</sub> | Total Length: End of Pipe to Vanish Point<br>L <sub>4</sub> | Pitch Diameter at Hand-Tight Plane<br>E <sub>1</sub> | End of Pipe to Center of Coupling, Power-Tight Make-Up<br>J | Length Face of Coupling, to Hand-Tight Plane<br>M | Diameter of Coupling Recess<br>Q | Depth of Coupling Recess<br>q | Hand-Tight Standoff Thread Turns<br>A | Minimum Length, Full Crest Threads from End of Pipe<br>L <sub>c</sub> * |
| 1.050                         | 1.050                            | 10                        | 0.448   | 0.925                                       | 1.094   | 0.98826  | 0.500   | 0.446   | 1.113                            | <sup>5</sup> / <sub>16</sub>  | 2                                     | 0.300   |
| 1.315                         | 1.315                            | 10                        | 0.479   | 0.956                                       | 1.125   | 1.25328  | 0.500   | 0.446   | 1.378                            | <sup>5</sup> / <sub>16</sub>  | 2                                     | 0.300   |
| 1.660                         | 1.660                            | 10                        | 0.604   | 1.081                                       | 1.250   | 1.59826  | 0.500   | 0.446   | 1.723                            | <sup>5</sup> / <sub>16</sub>  | 2                                     | 0.350   |
| 1.900                         | 1.900                            | 10                        | 0.729   | 1.206                                       | 1.375   | 1.83826  | 0.500   | 0.446   | 1.963                            | <sup>5</sup> / <sub>16</sub>  | 2                                     | 0.475   |
| 2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> | 2.375                            | 10                        | 0.979   | 1.456                                       | 1.625   | 2.31326  | 0.500   | 0.446   | 2.438                            | <sup>5</sup> / <sub>16</sub>  | 2                                     | 0.725   |
| 2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub> | 2.875                            | 10                        | 1.417   | 1.894                                       | 2.063   | 2.81326  | 0.500   | 0.446   | 2.938                            | <sup>5</sup> / <sub>16</sub>  | 2                                     | 1.163   |
| 3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> | 3.500                            | 10                        | 1.667   | 2.144                                       | 2.313   | 3.43826  | 0.500   | 0.446   | 3.563                            | <sup>5</sup> / <sub>16</sub>  | 2                                     | 1.413   |
| 4                             | 4.000                            | 8                         | 1.591   | 2.140                                       | 2.375   | 3.91395  | 0.500   | 0.534   | 4.063                            | <sup>3</sup> / <sub>8</sub>   | 2                                     | 1.375   |
| 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> | 4.500                            | 8                         | 1.779   | 2.328                                       | 2.563   | 4.41395  | 0.500   | 0.534   | 4.563                            | <sup>3</sup> / <sub>8</sub>   | 2                                     | 1.563   |

Included taper on diameter, all sizes, 0.0625 in. per in.

Note: Hand-tight standoff "A" is the basic allowance for basic power make-up of the joint as shown in Figure 8.

\*L<sub>c</sub> = L<sub>4</sub> - 0.900 in. for 10 thread tubing, but not less than 0.300.

L<sub>c</sub> = L<sub>4</sub> - 1.000 for 8 thread tubing.

Table 11—Tolerances on Tubing Round Thread Dimensions<sup>c</sup>

| (1)<br>Element  | (2)<br>Tolerances  |
|---|--|
| Taper:  |  |
|   | Per ft on Diameter:  |
|   | Non-upset tubing,<br>regular thread external upset,<br>and integral joint tubing ..... +0.0625 in.<br>-0.0312 in.        |
|   | Per in. on Diameter:   |
|   | Non-upset tubing,<br>regular thread external-upset<br>tubing, and integral joint tubing ..... +0.0052 in.<br>-0.0026 in. |
| Lead: <sup>a</sup>  |  |
|   | Per in.:   |
|   | Non-upset tubing,<br>regular thread external-upset<br>tubing, and integral joint tubing ..... ±0.003 in.                 |
|   | Cumulative   |
|   | Non-upset tubing,<br>regular thread external-upset<br>tubing, and integral joint tubing ..... ±0.006 in.                 |
| Height, $h_s$ and $h_n$ :   |  |
|   | Non-upset tubing,<br>regular thread external-upset<br>tubing, and integral joint tubing ..... +0.002 in.<br>-0.004 in.   |
| Angle, included ..... ±1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> deg.                           |  |
| Length, $L_4$ (external thread): <sup>b</sup>                                       |  |
|   | 8-thread per in ..... ±1p  |
|   | 10-thread per in.  |
|   | External-upset ..... +1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> p<br>- <sup>3</sup> / <sub>4</sub> p                                 |
|   | Non-upset ..... ±1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> p   |
| Chamfer: (on outside end of threaded pipe)..... ±5 deg.                             |  |
| Tubing coupling recess Diameter Q, and Depth q ..... +0.031 in./-0.000 in.          |  |
| Standoff, A: ..... See 6.1.4  |  |
| 25° angle of counterbore of bottom of coupling recess <sup>d, e</sup> ..... ±5 deg. |  |

<sup>a</sup>For pipe (external threads) the lead tolerance per in. is the maximum allowable error in any in. within the length  $L_4 - g$ . See Tables 21, 22 and 23 for  $g$  dimensions. The cumulative lead tolerance is the maximum allowable error over the entire length  $L_4 - g$ . For internal threads, lead measurements shall be made within the length from the recess to a plane located at a distance  $J +$  one thread turn from the center of the coupling or from the small end of the thread in the box of integral joint tubing.

<sup>b</sup> $L_4$  is acceptable: a, if the distance from the end of the pipe to the vanish plane (at the point where the outside diameter of the pipe is a maximum) is within the above minus tolerance; or b, if the distance from the end of the pipe to the vanish plane (where the outside diameter of the pipe is a minimum) is within the above plus tolerance.

<sup>c</sup>Tolerances apply to both external and internal threads except where otherwise indicated.

<sup>d</sup>For tolerance on fiberglass long round pipe threads, see applicable fiberglass pipe standards.

<sup>e</sup>The criteria for rejection of the 25 degree angle at the bottom of the coupling recess shall be a demonstration that the angle exceeds the ±5 degree tolerance.