

# *Monografia de Graduação*

## **Estudo e Implementação de Técnicas Sônicas para a Detecção de Vazamentos em Dutos com Regime de Escoamento Multifásicos**

**Victor José Lima Duarte**

**Natal, fevereiro de 2007**

Esta monografia é dedicada:

*A minha família.  
Aos amigos, pelo apoio e companheirismo.*

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Adrião Duarte Dória Neto e Márcia Maria Lima Duarte, pelo incentivo, orientação e apoio em todos os momentos do meu ensino superior.

Aos professores André Laurindo Maitelli e Andrés Ortiz Salazar pela orientação, amizade e principalmente, pela paciência, sem a qual este trabalho não se realizaria.

Aos professores do Departamento de Engenharia de Computação pelos seus ensinamentos, que durante esses anos, contribuíram de algum modo para o nosso enriquecimento pessoal e profissional.

A PETROBRAS pelo apoio técnico, que dispôs a estrutura do sistema e o pessoal para a realização das simulações de vazamentos nos oleodutos.

A todos os meus parentes e amigos pelo encorajamento e apoio.

A toda equipe do projeto SONIC e aos companheiros do LAMP (Laboratório de Avaliação de Medição em Petróleo) com quem sempre pude contar para a realização das atividades universitárias.

Aos coordenadores do PRH-ANP 14: Afonso Avelino Dantas Neto e Osvaldo Chiavone Filho, pela oportunidade concedida no programa e aos professores Romualdo Dantas Vidal e Tarcílio Viana Dutra Júnior que dedicaram seu tempo compartilhando suas experiências na área de petróleo e gás natural, contribuindo para minha formação acadêmica.

À Agência Nacional de Petróleo – ANP, por incentivar os estudos na área de Petróleo e Gás Natural.

Aos amigos de graduação, que durante cinco anos se fizeram presentes nos estudos.

**DUARTE, Victor J. L.** – Estudo e Implementação de Técnicas Sônicas para a Detecção de Vazamentos em Dutos com Regime de Escoamento Multifásico – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Petróleo, Automação e Instrumentação, Natal/RN, Brasil.

Orientadora: Prof<sup>o</sup>. Dr. André Laurindo Maitelli.

---

**RESUMO:** A indústria de petróleo tem nos oleodutos seu principal meio de escoamento da produção. No entanto esse meio de transporte está sujeito a vazamentos que podem provocar perdas de produção, danos ambientais e até mesmo em implicações legais. Os sistemas de detecção de vazamentos em oleodutos são conhecidos como métodos de segurança operacional dos dutos. No entanto, nos sistemas de detecção de vazamentos há pontos críticos, dentre eles o tempo de detecção e a confiabilidade dos alarmes. Os sistemas convencionais, onde o processamento das informações é feito num computador central que precisa de comunicação remota com sensores em campo, apresentam a limitação no tempo de resposta do sistema que dependem da velocidade e das condições desta comunicação. Este trabalho consiste em apresentar uma proposta para implementar um sistema de detecção de vazamentos baseado em sinais acústicos através do uso de sensores específicos para tal e processadores digitais de sinais (DSP's) para o processamento local. Além de apresentar toda a arquitetura do sistema, o trabalho propõe o uso de técnicas de processamento de sinais de baixa complexidade computacional e eficiente para filtrar o sinal acústico e detectar os vazamentos, através de classificadores de padrão, para o duto em estudo. A aplicação de algumas dessas técnicas para filtragem e detecção de vazamentos foram feitas com a aquisição de sinais de pressão de um duto real de transferência de óleo, com flexibilidade para simular vazamentos. Além disso, implementou-se outros métodos computacionais em sinais acústicos coletados em uma simulação laboratorial. Os resultados obtidos mostram que os descritores propostos com base em medidas estatísticas caracterizam os padrões de vazamento e possibilitam a indicação da ocorrência ou não de vazamentos no duto através de classificadores de padrão, como por exemplo, redes neurais e *thresholds*.

---

**Palavras Chaves:**

Detecção de Vazamentos, oleodutos, sensores acústicos, DSP e processamento de sinais

## **ABSTRACT**

### **Study and Implementation of Sonic Techniques for Pipeline Leak Detection in Multiphase Flow**

The petroleum industry has in the pipelines your flow production as your main transportation. However this transportation is subject to leakages that could provoke loss production, ambiental disturb and ever legal implication. The pipeline leak detection systems are known as methods of operational pipeline security. However, in leak detection system there is critical points, like detection time and reliability of alarms. The conventional leak detection systems, where the information process are executed in a central computer that need remote communication with field sensors, have shown a limitation time in system response that depend of the conditions and speed of this communication. This monograph consist in show a proposal to implement a leak detection system based in acoustic signals using specific sensors for that and digital signal processors (DSP's) for local processing. Besides on show the whole system architecture, the monograph proposes the using of processing signal techniques of low computational complexity and efficient for filter the acoustic signal and detect the leakages, through pattern classification, for the pipeline in study. The application of some of these techniques for filter and leak detection are realized with pressure signals acquisition from a real oil pipeline, with flexibility for leakages simulations. Besides that, it was implemented others computational methods in acoustic signals collected in laboratory simulation level. The results indicate that these propose describers based on statistics methods distinguish leakage pattern and make possible to indicate the occurrences or not of pipeline leakage through pattern classification, for example, neural network and thresholds.

# Sumário

<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>3</b>
2.1 PRINCÍPIO DE DETECÇÃO DE ACÚSTICA .....	3
2.2 TÉCNICAS E MÉTODOS ACÚSTICOS .....	4
2.3 SENSORES ACÚSTICOS.....	6
2.4 DIGITAL SIGNAL PROCESSOR (DSP) .....	7
2.5 ARQUITETURA TÍPICA DE UM SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTOS ATRAVÉS DE SINAIS ACÚSTICOS .....	9
<b>CAPÍTULO 3 TÉCNICAS DE PROCESSAMENTO DE SINAIS.....</b>	<b>11</b>
3.1 EXTRAÇÃO DO RUÍDO ACÚSTICO.....	11
3.2 FILTRAGEM POR MEDIANA.....	12
3.3 FILTROS PASSA-BAIXA, PASSA-ALTA E REJEITA FAIXA.....	14
3.4 TRANSFORMADA WAVELETS .....	15
3.5 DESVIO-PADRÃO .....	17
3.6 REDES NEURAIIS .....	18
3.7 FILTRO IDENTIFICADOR PADRÃO DE ASSINATURAS DE VAZAMENTO.....	20
<b>CAPÍTULO 4 MÉTODO PARA FILTRAGEM E PRÉ-DETECÇÃO DE VAZAMENTO .....</b>	<b>22</b>
4.1 METODOLOGIA .....	23
4.2 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	25
<b>CAPÍTULO 5 MÉTODO PROPOSTO PARA SISTEMAS DE DETECÇÃO DE VAZAMENTOS ATRAVÉS DE SINAIS ACÚSTICOS.....</b>	<b>29</b>
5.1 METODOLOGIA PROPOSTA .....	29
5.1.1 COLETA DE DADOS .....	29
5.1.2 PROCEDIMENTO A SER SEGUIDO PARA AS TÉCNICAS DE PROCESSAMENTO DE SINAIS ACÚSTICOS .....	30
5.1.3 LOCALIZAÇÃO DE VAZAMENTO .....	32
5.2 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	32
<b>CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES.....</b>	<b>37</b>
<b>7 CRONOGRAMA.....</b>	<b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b>
<b>8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>38</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>41</b>
<b>RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO.....</b>	<b>42</b>

## Lista de Figuras

Figura 1 – Sensor de pressão piezoelétrico (acústico) .....	7
Figura 2 – Placa de desenvolvimento com um DSP .....	8
Figura 3 – Arquitetura do sistema de detecção de vazamentos através de sinais acústicos ...	10
Figura 4 – Amostras de um sinal acústico coletado por sensor piezoelétrico .....	12
Figura 5 – Derivada do sinal acústico referente à Figura 4 .....	12
Figura 6 – Sinal acústico após a filtragem por mediana .....	14
Figura 7 – Ruído acústico após filtragem por mediana .....	14
Figura 8 – Banco de Filtros.....	17
Figura 9 – Modelo de neurônio.....	19
Figura 10 – Filtro de reconhecimento do padrão de vazamento baseado em Thresholds. ....	20
Figura 11 – Filtro de reconhecimento de padrão de vazamento baseado em um banco de dados com classificador padrão de rede neural.....	21
Figura 12 – Perfil do duto para implementação.....	23
Figura 13 – Sinal de pressão no ponto PT-1 com ampliação na resolução dos dados onde ocorreram as simulações de vazamento .....	24
Figura 14 – Fluxograma da metodologia .....	25
Figura 15 – Amostra do sinal original após a aplicação do filtro por mediana .....	26
Figura 16 - Sinal filtrado com indicação dos vazamentos pré-detectados pelo DSP.....	26
Figura 17 - Desvio Padrão e com zoom nos locais de vazamento correspondente a Figura 16 .....	27
Figura 18 – Esquema de coleta de dados a nível laboratorial.....	30
Figura 19 – Intervalo de coleta de dados de sinal acústico obtidas em laboratório.....	30
Figura 20 – Fluxograma do método proposto para detecção .....	32
Figura 21 – Ruído acústico com supressão das ascendências da pressão acústica após filtragem por mediana .....	33
Figura 22 – Aplicação da transformada Wavelet sobre o ruído acústico .....	34
Figura 23 – Método da autocorrelação de um conjunto de amostras após a transformada Wavelet .....	35
Figura 24 – Desvio-Padrão sobre o primeiro nível de detalhamento da transformada Wavelet .....	36

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1. Especificação típica de um DSP. ....	8
Tabela 2. Exemplo de execução do algoritmo da mediana.....	13
Tabela 3 – Resultado das pré-deteccões .....	27
Tabela 4 – Proporção de acerto e alarmes falsos de vazamento .....	27

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

Um sistema de dutos é o meio mais seguro e econômico para transportar petróleo e seus derivados, interligando regiões produtoras, plataformas, refinarias, terminais marítimos, parques de estocagem e os centros consumidores. A detecção de vazamentos em oleodutos é de grande importância para empresas petrolíferas, não somente para evitar perda de produção, mas também para evitar as consequências legais de derramamentos nocivos ao meio ambiente. A localização das fugas mediante o uso de métodos convencionais tem tido pouco êxito, devido à dificuldade de determinar as características do líquido que flui através da tubulação em cada instante de tempo, gerando grande quantidade de alarmes falsos.

Um dos principais problemas existentes na área de transporte de petróleo por dutos é a ocorrência de vazamentos. Embora as empresas que atuam neste ramo executem medidas preventivas, sempre estão sujeitas a um colapso da tubulação devido à ação de agentes de natureza físico-químicos que acabam por deteriorar a parede do tubo, tornando as instalações de escoamento de fluidos susceptíveis a acidentes operacionais com perda de produto para o meio exterior.

A detecção e localização de vazamentos em dutos vêm sendo objetos de diversas pesquisas e desenvolvimentos nas últimas décadas. Atualmente diferentes sistemas de detecção de vazamento “on-line” têm sido instalados e testados nos mais diversos tipos de dutos. Com o contínuo desenvolvimento, hoje estes sistemas apresentam excelentes resultados sendo capazes tanto de detectar quanto localizar vazamentos 24 horas por dia.

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver um novo conceito de sistema automatizado de detecção de vazamentos em oleodutos em tempo real, possibilitando uma intervenção imediata no sentido de reduzir o impacto sócio-econômico decorrentes de acidentes dessa natureza. Neste sentido é apresentada uma proposta do uso de *Digital Signal Processors* (DSP's) para ser utilizado em conjunto com sistemas de detecção de vazamentos que irão proporcionar uma maior exatidão e velocidade na detecção.

Para atingir estes objetivos foram estudadas primeiramente as principais técnicas usadas atualmente. O sistema final deverá ter um índice de confiabilidade bem maior

que os tradicionais na detecção de situações de anormalidade operacional relacionadas com a perda de produto por vazamentos ao longo do oleoduto, determinando o vazamento e sua localização.

Como contribuição ao projeto ligado a detecção de vazamentos, foi realizada uma pesquisa bibliográfica dos métodos acústicos para a descrição técnica e o desenvolvimento de um método para filtragem e pré-deteção de vazamentos utilizando DSP's e com sinais reais de pressão de escoamento de oleodutos.

Por outro lado, atualmente surgiu uma nova tecnologia de detecção de vazamentos baseada em sensores acústicos, que são principalmente caracterizados pela sua grande dinâmica de medição e por apresentar uma alta velocidade de resposta. Através destes sensores e junto com DSP's é possível realizar detecção de vazamentos com processamento local, não necessitando mais de um supervisor como centralizador de processamento de sinais para a detecção. Este sistema de detecção de vazamentos baseado nos sinais acústicos proveniente de sensores especializados para captar o mesmo tem como vantagem detectar e localizar vazamentos com maior rapidez e exatidão.

Neste trabalho descreveremos uma proposta para uma implementação de um sistema de detecção de vazamentos com sinais acústicos baseado em DSP's e apresentaremos técnicas de processamento de sinais para filtragem e detecção de vazamentos como por exemplo, o uso de *wavelets*, redes neurais e outros métodos na detecção de vazamentos.

# Capítulo 2

## REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta Seção descrevemos o levantamento bibliográfico dos métodos publicados, envolvendo sistemas acústicos na detecção de vazamentos. A grande dificuldade de detalhar os métodos se dá pelo fato das abordagens de resolução do problema normalmente serem proprietárias e a não divulgação de detalhes de seus métodos é comum de serem encontradas.

Os dutos são meios eficientes e econômicos para o transporte de derivados de petróleo. No entanto o risco associado a este transporte ainda é alto, [14]. Existem diversos métodos propostos para vencer os desafios deste meio de transporte, algumas baseadas em equações diferenciais para o cálculo do comportamento do duto e suas variações, como é o caso dos métodos baseados em balanço de massa, que normalmente são sistemas de resposta lenta, mas que percebem pequenos vazamentos, da ordem de 0,5% da taxa nominal de vazão e outros, como os métodos do desvio, que utilizam modelos matemáticos para fazer comparações on-line do comportamento do duto e a diferença poderá indicar vazamentos, [15]. Variações destes podem ser encontradas com uso de técnicas estatísticas, processamento de sinais usando redes neurais artificiais e sistemas fuzzy. Neste trabalho, nos deteremos em sistemas de detecção acústicas como será visto abaixo, [16]. A transformada *Wavelet* é um opção como forma de extração de descritores para permitir a indicação do vazamento e informar para um classificador que detecte a presença ou não de vazamentos, [17].

Além de toda a descrição dos métodos acústicos atualmente implementados para detecção de vazamentos, descreveremos primeiramente alguns conceitos que compõe os sistemas acústicos como o princípio de detecção acústica, os tipos de sensores utilizados para realizar esta função acústica, a arquitetura do sistema, sugestões de técnicas de processamento de sinais para filtragem e detecção de vazamentos e o hardware utilizado para o processamento local desses algoritmos.

### 2.1 Princípio de detecção de acústica

O princípio geral da detecção de vazamentos por emissão acústica parte do princípio do uso de transdutores (microfones) capazes de detectar a energia de vibração emitida pelo rompimento da parede do duto, ou pela energia associada com o

escapamento de fluido através da ruptura no duto. No caso do transporte de gás, o jato deste também gera energia acústica. Estas emissões acústicas são contínuas e têm um largo espectro de frequência que vai geralmente de 1 kHz a 1 MHz. No entanto, a detecção é feita através de sinais em frequências sub-sônicas ( $< 1$  Hz) geradas pela abrupta ruptura da parede do duto. Os sinais de alta frequência sofrem forte atenuação e não se propagam por longas distâncias. Os vazamentos gerados pela lenta degradação da parede causada por corrosão não são possíveis de detectar.

O desafio principal é discriminar a assinatura do vazamento dos ruídos normalmente emitidos no duto, tais como o ruído de bombeio, de turbulência da vazão, de abertura e fechamento de válvulas, etc. Outro desafio é encontrar estas assinaturas distantes de sua fonte, já que os sinais são atenuados ao se propagarem pelo duto, [8]. Sistemas baseados em métodos somente acústicos não oferecem a funcionalidade de quantificação de vazamentos, [18].

Existem métodos baseados em sistemas externos que usam sensores locais (Seção 2.3) e geram alarmes de vazamento. Os custos destes sistemas e a complexidade da instalação dos mesmos normalmente são altos e são limitados a áreas de alto risco como: proximidades de rios ou áreas de preservação ambiental. Exemplos de sistemas deste tipo são os de monitoração de níveis de ruídos de detectores de emissão acústicos. Os métodos baseados em sistemas internos utilizam sensores de campo (para fluxo, pressão, temperatura) para monitorar os parâmetros internos do duto que são usados para inferir o vazamento, como o sistema clássico de balanço de volume, [12].

A utilização de sensores acústicos é recente e tem se mostrado eficiente, pois, segundo pesquisa em artigos publicados, estes métodos são bem mais rápidos e precisos que os baseados em sensores convencionais de pressão, muito embora estejam sujeitos a muitos “ruídos de fundo” de compressores e válvulas, [11].

Um dos métodos de detecção de vazamentos encontrados em dutos de água e utilizando este tipo de sensor, faz uso de técnicas de correlação para detecção e localização de vazamentos, [1]. Foi possível detectar e localizar vazamentos de 0,1 gal/hr.

## **2.2 Técnicas e métodos acústicos**

Segundo o estudo da *Mineral Management Service* feito para identificar métodos rápidos para a detecção de vazamentos, quatro métodos se mostraram promissores: 1) simulação computacional associada a Sistema de Controle e Aquisição de Dados

(SCADA), 2) monitoramento contínuo de emissões acústicas, 3) monitoramento por emissão química, utilizando sensores químicos e 4) sistema de monitoramento usando pressão em fibra ótica, [2]. Destes nos deteremos em comentar os métodos acústicos.

A maioria dos métodos baseados em sistemas acústicos utiliza métodos de detecção de impulso de baixa frequência. A literatura pesquisada cita, dentre estes métodos, quatro categorias, abaixo resumidas:

*a) Emissão acústica:* estes métodos sensores são montados por fora dos dutos. A faixa de frequência usual é entre 5 a 300 kHz e têm sido usado em gases, vapores e líquidos. Utilizam operadores ou equipamentos de detecção automática de mudanças no som de um leve impacto ou uma onda de energia devido a distúrbios em fendas crescentes. Com esta técnica, os operadores observam a mudança no som emitido. As ondas de som emitidas são frequentemente ondas de “stress”. Se o furo não aumentar não será produzido ruído, [9].

*b) Técnicas de correlação:* técnicas de correlação são usadas para aumentar a exatidão na identificação de ruídos de vazamento e localizar a origem do vazamento e a distância de um ou mais sensores. Esta técnica consiste da comparação de dois sensores recebendo o mesmo sinal acústico de vazamento, isto significa que o grau de correlação entre o sinal irá mudar com a distância relativa entre o vazamento e cada sensor. Este valor variará entre 0 e 1, onde este último indicará a correlação perfeita e só ocorrerá se não houver ruído de fundo e se os sensores são equidistantes do vazamento. Os valores, ou picos, obtidos pela correlação irão diminuir a medida que os sensores estiverem mais distantes, porque os componentes de alta frequência são significativamente atenuados. Pode-se utilizar cálculos diretos com relação ao tempo e a distância entre os sensores, a velocidade de propagação do sinal no meio ou até mesmo redes neurais para a identificação e cálculo destes tempos e distâncias, [5], [6], [7],[10]. Estes métodos precisam de informações sobre a propagação do sinal de vazamento no fluido, bem como o mesmo efeito desta propagação nos ruídos e como eles interferem no “ruído de vazamento”, e podem variar de como são utilizados. Exemplo disto pode ser visto no desenvolvimento de Gao et al, [13] onde utilizou-se uma formulação teórica baseada na propagação da onda, assumindo que o espectro de interesse estivesse numa determinada banda-passante.

*c) Vazamento de impulso repentino:* este método de detecção de vazamentos escuta o pulso de pressão causado por um vazamento repentino. Frequências geradas por um vazamento estão por volta de 0.05 a 10 Hz. Este método tem uma grande

vantagem pelo fato de impulsos de baixas frequências terem alta energia acústica, um baixo fator de atenuação e uma única assinatura.

*d) Interrogação ativa:* os métodos de detecção por interrogação ativa trabalham para transmitir um pulso acústico no duto a fim de detectar vazamentos por discontinuidades de impedância. A vantagem destes métodos é a liberdade de criar espectros de pulso para a máxima detecção depois da transmissão por longas distâncias, ou para uma máxima reflexão do destino do vazamento. Como recomendação deve-se combinar técnicas de monitoramento contínuo, como a técnica de pulso, combinada com uma inspeção periódica, usando a técnica de correlação. As técnicas de pulso poderão detectar e localizar rapidamente a ocorrência de grandes vazamentos e as técnicas de correlação poderão detectar e localizar pequenos vazamentos.

Os métodos para dutos de transporte de gás têm como princípio de operação a busca por ruídos gerados por vazamentos, que é limitado pelo ruído de interferência transmitido no duto em trabalho e pelo ruído de escoamento. Os vazamentos são detectados com ruídos de frequência acima de 24 kHz. Frequências abaixo de 24 kHz serão removidas através de um filtro passa-alta. Existem algumas interferências provenientes de PSVs (válvulas de segurança), atuadores pneumáticos, geradores de resfriamento, vazamentos em sistemas de instrumentos a ar. Uma vantagem é que um único sensor pode cobrir uma grande distância, os transdutores são robustos e não necessitam de significantes calibrações. As desvantagens são que os métodos são suscetíveis a interferências contínuas e ruídos rápidos de fundo ultra-sônicos, [3].

Outro método desenvolvido será aqui comentado, [4]. O sistema é baseado em método comparativo de assinaturas “guardadas” anteriormente e utiliza frequências subsônicas, abaixo de 1 Hz. O cálculo da posição do vazamento é feito baseado na contagem dos tempos que a onda viaja entre dois sensores sincronizados via GPS. São utilizados filtros digitais para diminuir a incidência de alarmes falsos, tais como: filtros diferenciais, filtro móvel de média diferencial, “acionamento inteligente”, método para ajuste dinâmico do ganho adaptativo da faixa de atuação e filtros repetitivos para suprimir ruído de ciclagem do duto.

## **2.3 Sensores Acústicos**

Os sensores acústicos nada mais são que sensores de pressão que, diferentemente dos convencionais, apresentam uma dinâmica mais rápida, podendo chegar a ter mais de

1000 amostras por segundo. A diferença deste sensor em relação aos outros convencionais está no elemento sensor que é composto por um cristal piezoelétrico, material sensível a pequenas variações de pressão. Isto permite o sensor capturar a dinâmica do sinal de pressão para frequências até 1 kHz, possibilitando uma caracterização mais efetiva. No entanto, essa vantagem é limitada por dois aspectos. O primeiro diz respeito à relação sinal-ruído: a leitura do sensor torna-se mais ruidosa, pois passa a captar o ruído térmico e de escoamento do fluido.

O segundo diz respeito à atenuação que o ruído de vazamento sofre ao se propagar ao longo do duto: quanto mais altas forem as frequências da “assinatura” do vazamento, mais este ruído é atenuado na linha e menor é a distância percorrida pelo sinal até ser dissipado.

Esse aspecto gera um espaçamento máximo para instalação de sensores ao longo da linha, que depende das condições de escoamento (pressão média no duto, por exemplo) e da frequência do sinal que se deseja monitorar. Quando este espaçamento é ultrapassado, seja por impossibilidade ou por alto custo de instalação, há o aparecimento de “zonas mudas” no duto, que são regiões onde vazamentos podem ocorrer sem que o ruído hidráulico seja percebido por nenhum sensor, não gerando nenhuma indicação de vazamento [30].

A Figura 1 ilustra um típico sensor de pressão acústica. Lembrando que o sensor para ser utilizado em um duto real ainda deve ser condicionado para atmosferas explosivas utilizando invólucros à prova de explosão ou que seja intrinsecamente seguro.



**Figura 1 – Sensor de pressão piezoelétrico (acústico)**

## **2.4 Digital Signal Processor (DSP)**

Os processadores digitais de sinais são microprocessadores de alta performance que são dedicados para o processamento de sinais, tanto em tempo real como *offline*. A principal diferença em relação aos microcontroladores convencionais é a capacidade dos

DSP's de executarem uma instrução de soma e multiplicação em apenas um ciclo de máquina, permitindo aplicações de filtros, FFT's (*Fast Fourier Transform*) e construção de algoritmos mais complexos em menor tempo de execução, [23]. Seu alto poder de processamento se deve ao fato de sua arquitetura de hardware ser do tipo *pipeline*.

Os dutos em geral têm os seus medidores de pressão localizados em pontos não muito apropriados para manter uma máquina de grande porte (microcomputador). Por isso que o tamanho físico e a capacidade do DSP são adequados para realizar processamentos locais complexos e que exigem grande velocidade de resposta grande. Na Figura 2 é ilustrado uma placa de desenvolvimento com um DSP.



**Figura 2 – Placa de desenvolvimento com um DSP**

Na Tabela 1 descreve-se as principais características do DSP para ser utilizado em um sistema de detecção de vazamentos.

**Tabela 1 - Especificação típica de um DSP.**

<b>Especificação</b>	
<b>Velocidade de Processamento</b>	200MHz
<b>MMACS (<i>Million Multiply Accumulate Cycles per Second</i>)</b>	1200
<b>Arquitetura</b>	RISC com níveis de <i>Pipeline</i>
<b>Aritmética</b>	Ponto-Flutuante
<b>Tamanho das Instruções</b>	16/32 bits
<b>SPORT (Comunicação Serial)</b>	Sim
<b>UARTs, Timers</b>	Sim
<b>Linguagem de Programação</b>	C/C++ ou Assembler
<b>Memória SRAM</b>	150kB

<b>Memória Flash</b>	4MB
<b>Biblioteca para processamento de sinais</b>	Sim

Uma característica importante de citar neste DSP é a sua biblioteca de funções tradicionais para o processamento de sinais. Esta biblioteca disponibiliza software para manipulação de filtros FIR, FFT até métodos estatísticos.

## **2.5 Arquitetura Típica de um Sistema de Detecção de Vazamentos através de Sinais Acústicos**

A arquitetura do sistema de detecção de vazamentos baseados em sinais acústicos sugerida pela literatura pode ser visualizada na Figura 3.

Dependendo do comprimento do duto onde será instalado o sistema, são distribuídos sensores acústicos que servirão como “microfones” para captar o ruído acústico do duto. A distribuição deve ser feita de modo que qualquer trecho do duto em que ocorra vazamento possa ser captado por dois sensores acústicos, salvando-se os casos em que não será necessário determinar a localização do vazamento, em que apenas um sensor será suficiente.

Em alguns casos nas extremidades do duto, aconselha-se utilizar dois sensores distanciados de apenas alguns metros para serem utilizados como filtros direcionais, ou seja, para que aqueles ruídos provenientes das estações coletoras, e de transferência, não emitam alarmes falsos, que podem ser ocasionados, por exemplo, pelos acionamentos das bombas.

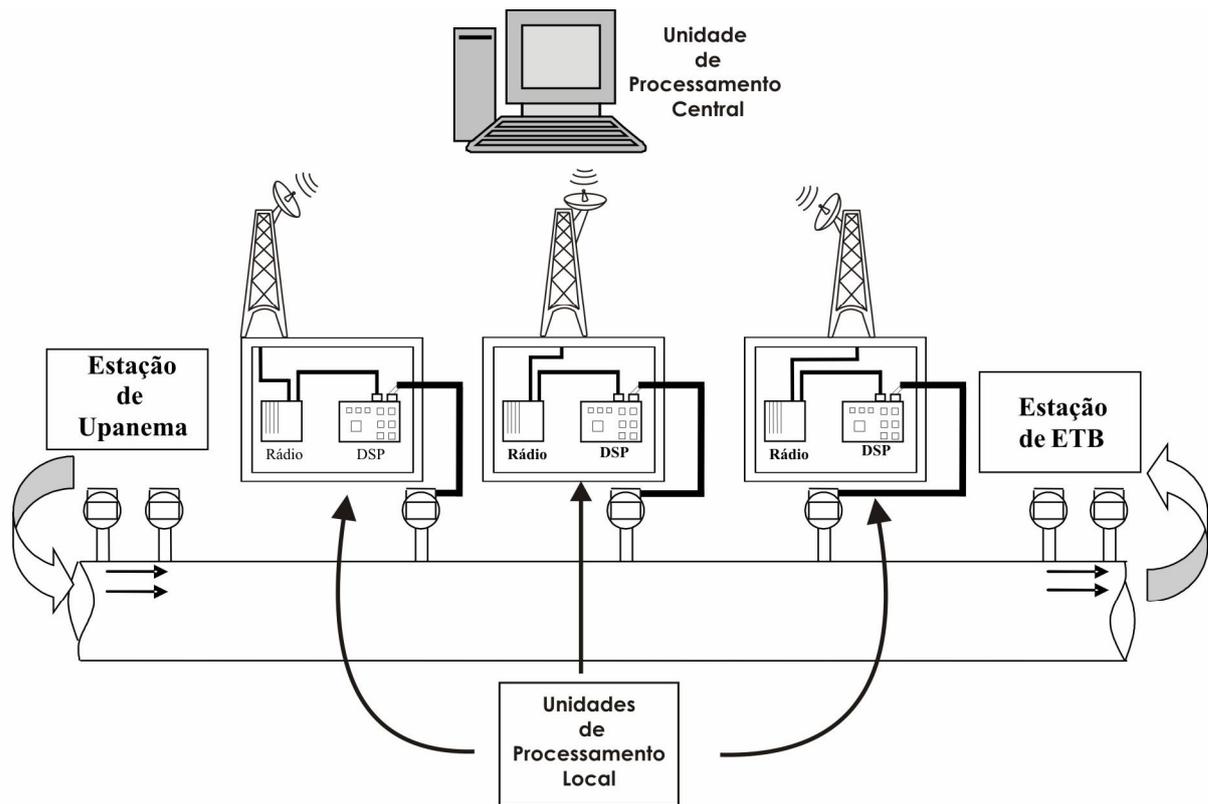
O sinal acústico é transmitido para a Unidade de Processamento Local (UPL) (Figura 3), que nada mais são que DSP's que foram descritos anteriormente (Seção 2.4), onde os dados serão processados com os devidos algoritmos de filtragem e detecção. Em seguida estes sinais são transmitidos via porta serial para os rádios, seguindo um protocolo de comunicação.

No nível mais alto da arquitetura têm-se a Unidade de Processamento Central (UPC). Esta tem como intuito:

- Supervisionar o sistema de detecção de vazamento, ou seja, permitir a visualização de tendências dos sinais coletados em tempo real e o status de toda UPL;
- Armazenar todos os eventos e históricos do sistema;

- Algoritmos para tomadas de decisão, por exemplo o sistema apenas irá alertar o vazamento quando mais de um sensor alarmar pelo mesmo evento;
- Algoritmo para localização de vazamento a partir da diferença do tempo em que cada UPL alamará (Seção 5.1.3).
- Permissão para ajuste remoto dos parâmetros dos filtros digitais e dos *thresholds* dos algoritmos de detecção;

Este é o nível operacional do sistema.



**Figura 3 – Arquitetura do sistema de detecção de vazamentos através de sinais acústicos**

# Capítulo 3

## TÉCNICAS DE PROCESSAMENTO DE SINAIS

Os sinais provenientes dos sensores são sempre convertidos em sinais digitais que logo após são processados por uma máquina. Logo, esta seção descreve as técnicas de processamento para lidar com os sinais digitais, pois geralmente o sinal coletado pelos sensores nunca apresenta um dado digital satisfatório para que o computador possa processar e determinar se o sinal é realmente um vazamento. As técnicas de detecção apesar de serem eficientes elas precisam que o sinal esteja condicionado e previamente filtrado. Logo, é através de filtros digitais, que serão implementados no DSP, que se transformará o sinal em um conjunto de dados facilmente processadas pelas técnicas de detecção.

### 3.1 Extração do Ruído Acústico

Como foi dito na Seção 2.1, a informação necessária para ser extraída dos sensores é o seu ruído acústico que nada mais é que a derivada do sinal de pressão acústica estática.

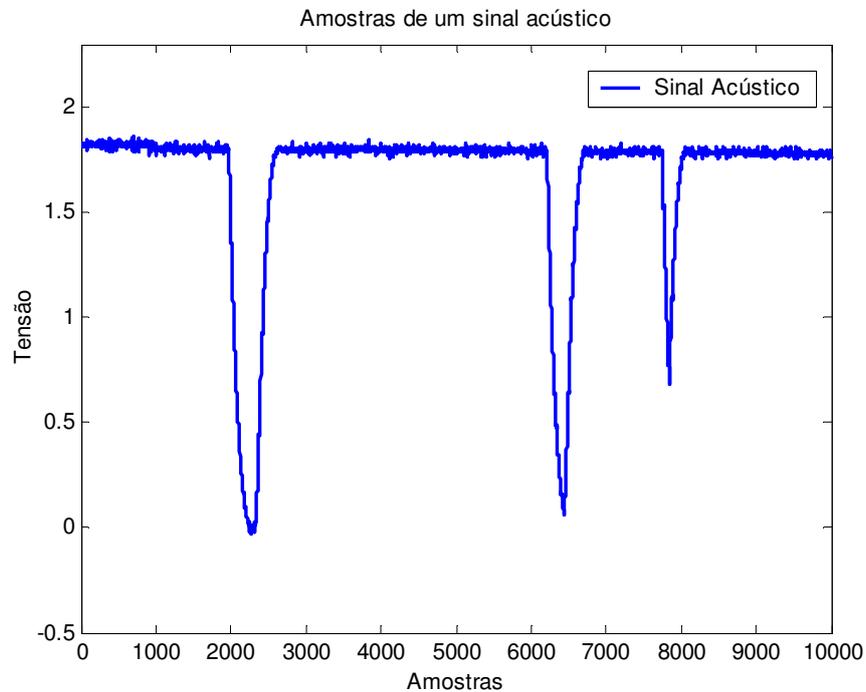
Alguns sensores encontrados no mercado podem apresentar a extração deste ruído já embutido na sua tecnologia. Porém, seu dimensionamento deve ser sempre feito de acordo com as condições do duto, logo, dificultando a compra e escolha do mesmo. Em alguns casos, vai ser mais conveniente comprar um sensor de pressão piezoelétrico que mede somente a pressão estática do duto.

Com este intuito de simplificar a escolha do sensor, podemos atribuir este cálculo numérico nos algoritmos do processador local, ou seja, nos DSP's.

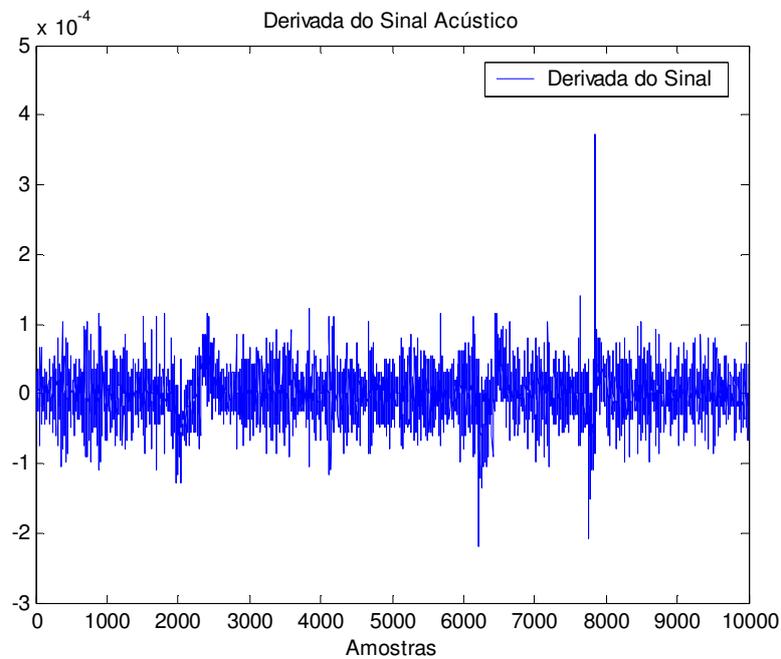
Na Figura 4 pode ser visualizado um típico sinal puro coletado por um sensor piezoelétrico e na Figura 5 a sua derivada. O método utilizado para calcular a derivada foi o método de diferenças finitas centralizado que é dado por, [31]:

$$f'(x_i) = \frac{f(x_{i+1}) - f(x_{i-1}))}{2h} \quad (1)$$

Lembrando que o resultado da derivada ilustrado na Figura 5 é a representação do ruído acústico cru, isto é, sem passar previamente por nenhum filtro analógico ou digital.



**Figura 4 – Amostras de um sinal acústico coletado por sensor piezoelétrico**



**Figura 5 – Derivada do sinal acústico referente à Figura 4**

### 3.2 Filtragem por Mediana

Quando os padrões de ruídos apresentam componentes fortes do tipo “spike”, ou apresentam uma grande variação em torno da média, o uso de filtros por mediana para a supressão ou redução é um método particularmente efetivo, [24].

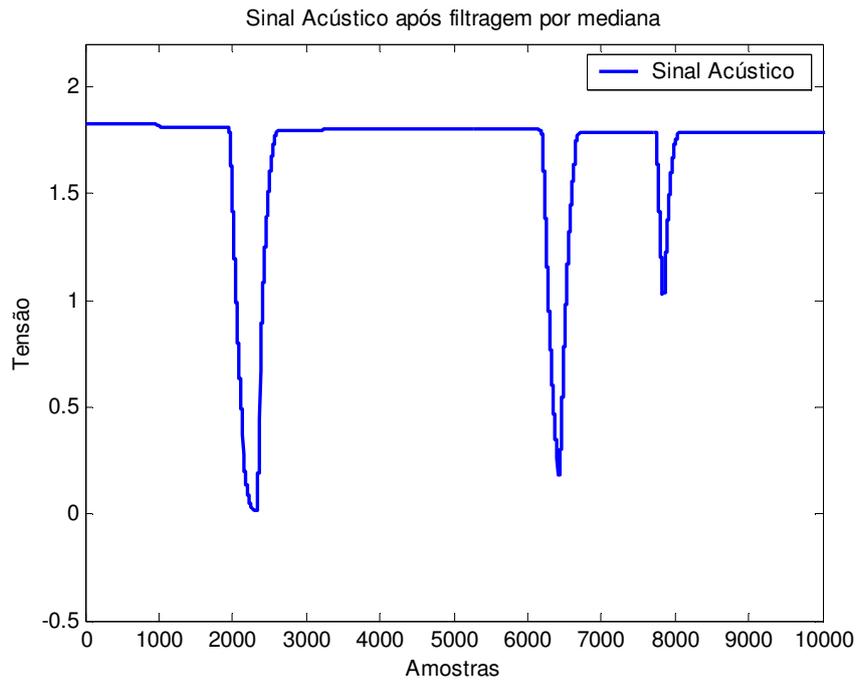
O filtro por mediana é considerado um filtro não-linear. O princípio de funcionamento consiste que a partir de um conjunto de valores onde se deseja aplicar o filtro por mediana são ordenados e em seguida, a partir do valor da mediana, isto é o valor central deste vetor ordenado, substitui-se o restante dos dados pelo valor da mediana encontrado. Caso o número de elementos deste conjunto for par, o valor da mediana será a soma dos dois valores centrais dividido por dois.

A Tabela 2 mostra um exemplo de execução do filtro por mediana em um vetor 1-D. Notar que após a aplicação do filtro, o valor 20 deste vetor, que pode ser considerado uma componente do tipo “spike”, é eliminada.

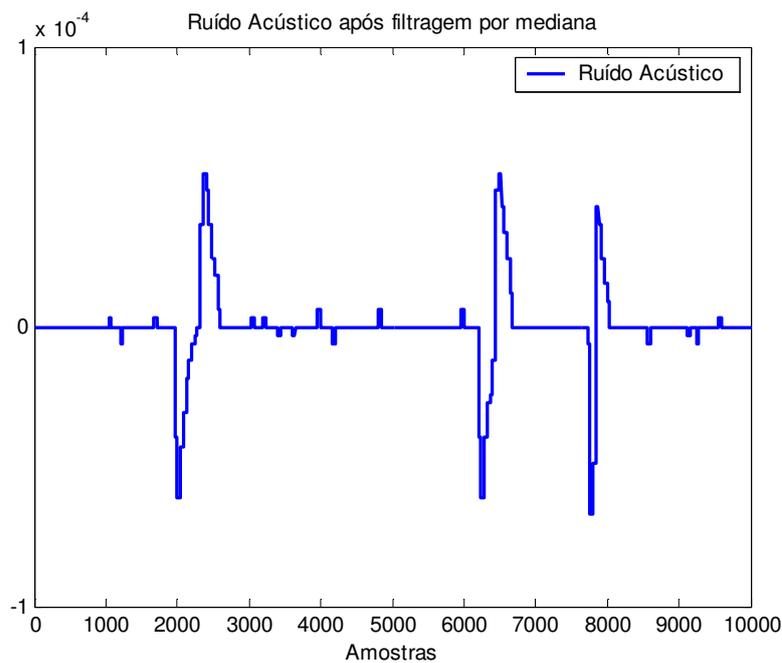
**Tabela 2 - Exemplo de execução do algoritmo da mediana**

Sequência	Vetor	Ação
1.	[20 - 5 - 3 - 4 - 3 - 5]	Vetor com dados
2.	[3 - 3 - 4 - 5 - 5 - 20]	Ordena vetor
3.	[4.5 - 4.5 - 4.5 - 4.5 - 4.5]	Os dados do vetor são substituídos pelos valores centrais: $(4+5)/2$

Observando a Figura 4 e Figura 5 e depois, respectivamente a Figura 6 e Figura 7, nota-se a eficiência da mediana sobre os ruídos de alta frequência. Verificando essas duas últimas figuras observa-se que a derivada do sinal realmente se mostrou mais característica nas variações da pressão acústica do sinal.



**Figura 6 – Sinal acústico após a filtragem por mediana**



**Figura 7 – Ruído acústico após filtragem por mediana**

### 3.3 Filtros Passa-Baixa, Passa-Alta e Rejeita Faixa

Além do filtro descrito anteriormente, podemos associar analogicamente ou digitalmente filtros para bandas de frequência do sinal.

Os filtros passa-baixa e passa-alta são sugeridos a serem implementados analogicamente, [32]. Porém, ao ser implementado digitalmente têm-se uma

maleabilidade maior para determinar as frequências de cortes sem precisar alterar a eletrônica do mesmo, ou seja, o projetista apenas precisa alterar alguns parâmetros no algoritmo contendo os filtros digitais. Estes filtros quando bem projetados, onde vai depender da característica das amostras recolhidas pelo tipo de sensor que está sendo utilizado, servirão para deixar o sinal condicionado para iniciar os cálculos da derivada e do filtro por mediana.

O filtro rejeita faixa tem como principal objetivo para o sistema de detecção de vazamentos de eliminar os ruídos repetitivos, tais como os ruídos de ciclagem do duto, bombas por bateladas, ou outras fontes provenientes no meio onde o duto está situado. Lembrando que estes filtros devem ser projetados após uma coleta de amostras do sinal acústico do duto para determinar que tipo de ruídos são encontrados no regime normal de escoamento do duto.

### **3.4 Transformada Wavelets**

A análise de séries temporais no domínio da frequência, tempo-escala e tempo-frequência tem sido amplamente utilizado nos diversos campos de aplicação como engenharia, física, oceanografia, meteorologia, economia, medicina, etc. Sempre estamos nos deparando com sinais ou séries temporais tais como: sinais de áudio (música, fala), imagens (TV, cinema, ressonância magnética, tomografia), industriais (pressão, vazão, temperatura, etc) e neles solucionar problemas como: compressão, transmissão, reconstrução, filtragem, extração de características, etc. Neste trabalho a transformada wavelet será utilizada na extração de atributos que caracterizem os padrões de vazamento no sinal de pressão acústica.

A wavelet tem a capacidade de extrair informação de forma que se possam analisar blocos de informação em detalhes ou em escala, e assim retirar informações outrora não visíveis no espaço de resolução dos dados.

O objetivo da transformada wavelet é descrever uma função como uma combinação de funções de base (ou funções wavelets) e possibilitar uma melhor análise desta função ou sinal. As funções wavelets são oriundas de uma função denominada de wavelet-mãe e são definidas a partir de escalonamentos e translações desta última. Várias são as famílias dessas funções (Daubechies, Coiflets, etc).

Para se entender melhor a transformada wavelet pode-se imaginar um sinal ou função  $f(t)$  expresso como uma decomposição linear, dada por:

$$f(t) = \sum_k a_k \omega_k(t) \quad (2)$$

onde  $k$  é um índice inteiro,  $a_k$  são os coeficientes da expansão,  $\omega_k(t)$  são conjuntos de funções (chamada de famílias) e  $t$  o conjunto de expansão. Se a expansão Equação (2) é única e ortogonal, pode-se chamá-la de base e  $a_k$  é chamada de transformada wavelet discreta de  $f(t)$  e Equação (2)

é a transformada inversa.

A expansão wavelet dá a localização tempo-frequência do sinal; isto significa que a maioria da energia do sinal será representada por poucos coeficientes de expansão  $a_{j,k}$ . Considerando espaços ortogonais  $V_j$  podemos expressar a Equação (2)

como:

$$f(t) = \sum_k a_k \varphi(2^j t + k) \quad (3)$$

onde  $\varphi$  é chamada de função de escala, que pode ser definida por:

$$\varphi(t) = \sum_n h(n) \sqrt{2} \varphi(2t - n), \quad n \in Z \quad (4)$$

Onde  $h$  são números complexos chamados coeficientes da função escala,  $\sqrt{2}$  mantêm a norma da função. As wavelets residem num espaço expandido  $V$  da próxima função de escala que pode ser representada por um somatório de funções de escalada deslocadas  $\varphi(2t)$ , definida por:

$$\omega(t) = \sum_n h_1(n) \sqrt{2} \varphi(2t - n), \quad n \in Z \quad (5)$$

onde o conjunto de coeficientes  $h_1$  são relacionados com os coeficientes da função de escala por:

$$h_1(n) = (-1)^n h(1-n) \quad (6)$$

e está relacionado com os coeficientes da wavelet requerem a ortogonalidade entre si. Assim a análise de multiresolução é dada pela representação de sinais onde um simples evento pode ser decomposto em funções de escala e detalhes.

Um sinal representado como uma função no tempo pode ser expandido pela wavelet em coeficientes de escala em tempo e frequência. Segundo o princípio da incerteza de Heisenberg, não é possível saber exatamente qual frequência existe em um dado instante de tempo, mas apenas podemos saber quais bandas de frequência existem em determinados intervalos de tempo. Assim uma função  $f(t)$  pode ser escrita como:

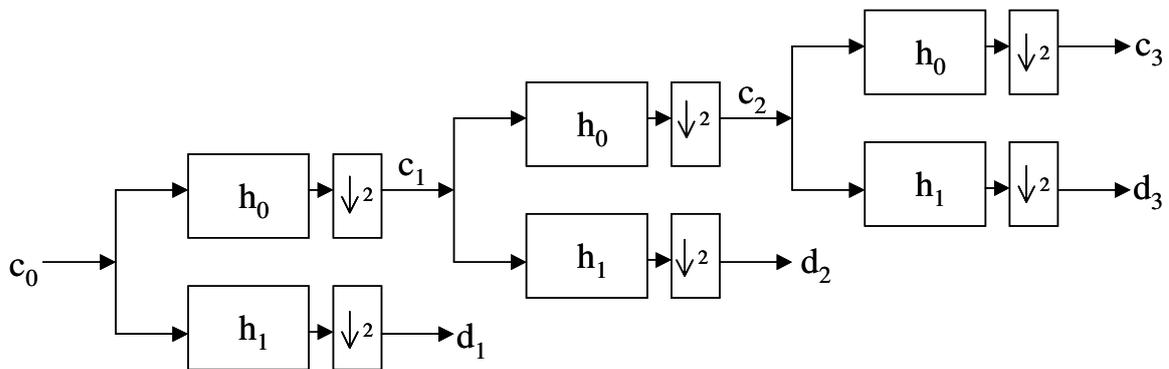
$$f(t) = \sum_k c_{j_0}(k) \varphi_{j_0,k}(t) + \sum_k \sum_{j=j_0}^{J-1} d_j(k) \psi_{j,k}(t) \quad (7)$$

onde  $c_j$  e  $d_j$  são coeficientes que podem ser calculados por:

$$c_j(k) = \sum_m h_0(m-2k) c_{j+1}(m) \quad (8)$$

$$d_j(k) = \sum_m h_1(m-2k) c_{j+1}(m) \quad (9)$$

onde  $h_0$  e  $h_1$  são coeficientes de base para filtros. Pode-se melhor entender a estrutura do banco filtros, pela Figura 8, onde  $\downarrow 2$  é chamado de operador de decimação, que tem uma função simples de descartar metade dos dados, sem perda de informação por causa do efeito aliasing que mistura a perda de informação com componentes da frequência. Será através deste método de banco de filtros que será implementado os algoritmos da *Wavelet* no DSP.



**Figura 8 – Banco de Filtros**

### 3.5 Desvio-Padrão

O desvio padrão é dado como a raiz quadrada da variância e definido como o grau de dispersão do valor médio da variável aleatória, indicando quão longe em geral os seus valores se encontram da média. Se  $\bar{X}$  é a valor esperado (média) da variável

aleatória  $X_i$ , então a variância de um conjunto de N amostras aleatórias é dada pela Equação(10):

$$\text{var}(X) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2 \quad (10)$$

Logo, a variância é a média do quadrado da distância de cada ponto até a média. E como foi dito anteriormente, o desvio padrão é definido pela Equação (11 que é a raiz quadrada da Equação (10):

$$\sigma = \sqrt{\text{var}(X)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}} \quad (11)$$

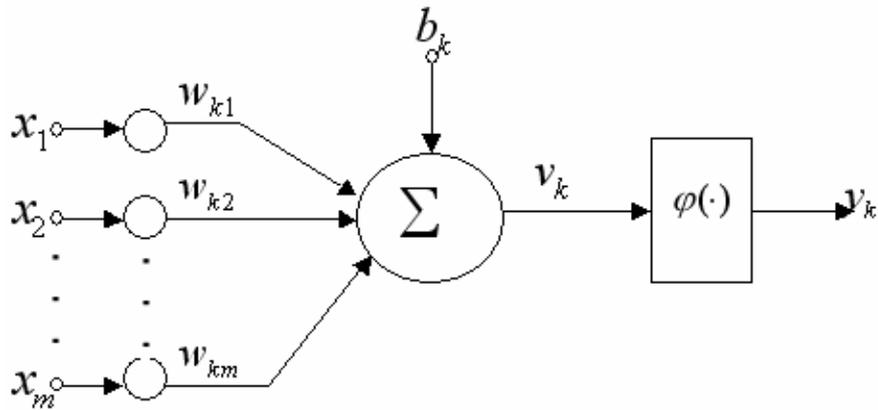
A principal função do desvio-padrão para os métodos de detecção de vazamentos é extrair os descritores para os variados tipos de classificadores de padrão, pois serão estes métodos que decidirão a ocorrência ou não de um vazamento. Reforçando, também, que a grande vantagem do desvio padrão é a sua simplicidade de cálculo que pode ser facilmente inserida na programação do DSP.

No Capítulo 4 foi feito o uso do desvio-padrão para servir como descritor para pré-detectar vazamentos.

### 3.6 Redes Neurais

Podemos definir uma rede neural como um processador paralelo constituído de várias estruturas elementares de processamento denominadas de neurônios artificiais, com elevada conectividade podendo desempenhar uma determinada função computacional. Para este trabalho, a rede neural é aplicada como o classificador de padrão de vazamento.

A estrutura mais simples da rede neural é chamada neurônio que tem uma associação ao modelo biológico (Figura 9).



**Figura 9 – Modelo de neurônio**

Como semelhança aos neurônios biológicos estas estruturas possuem ganhos ou pesos sinápticos que são os armazenadores de conhecimento e são os parâmetros livres da estrutura. Uma arquitetura pode ser descrita textualmente da seguinte forma  $x:y:z$  onde  $x$  é a quantidade de neurônios da camada de entrada,  $y$  a quantidade de neurônios da camada escondida e  $z$  a quantidade de neurônios na camada de saída [17].

Em termos matemáticos a saída de cada neurônio é definida como sendo:

$$y_k = \varphi\left(\sum_{j=1}^m w_{kj} x_j + b_k\right) \quad (12)$$

Em que  $\varphi(\cdot)$  é a função de ativação (limiar, linear, sigmóide) que representa a saída do neurônio com relação ao campo local induzido  $v$ ,  $w_{kj}$  são os pesos,  $x_j$  é a entrada,  $b_k$  é o bias que tem como efeito distanciar a saída da origem e  $y_k$  que é a saída do neurônio.

Existem diversas famílias de redes neurais. A escolha vai depender da complexidade do sistema, da implementação e dos resultados que se espera pela rede neural.

Assim como a mente humana constituída por neurônios biológicos, a rede neural exige de um treinamento para aprender a realizar o trabalho que lhe foi exigido. Após retirar os descritores com as técnicas de processamento anteriormente propostas, a rede neural recebe-os como parâmetros de entrada para o seu treinamento. Porém, para aplicações do sistema de detecção de vazamentos acústico um treinamento on-line dentro de um processador local exigiria muito tempo de processamento. Por isso, os treinamentos para aplicações como detecção de vazamentos são geralmente feitos off-line e logo após o treinamento extrai-se os seus pesos sinápticos que servirão como resposta para decisão do vazamento.

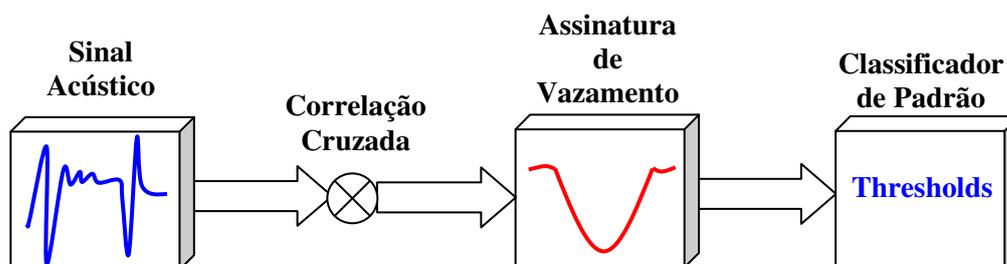
### 3.7 Filtro Identificador Padrão de Assinaturas de Vazamento

Um método de decisão para detecção de vazamentos é através do filtro que reconhece a assinatura de vazamento padrão do duto. Como primeiro passo, simula-se vazamentos no duto onde o sistema será implementado. Após recolher o comportamento do vazamento no duto, o sinal que é constantemente amostrado e adequadamente filtrado pelo sistema, é correlacionado com a “assinatura” de vazamento do duto. A operação matemática e computacional para ser implementado no DSP é tal que a partir de duas funções  $f(t)$  e  $g(t)$  como sendo o sinal digitalizado e padrão de vazamento, respectivamente, temos, [32]:

$$f(t) \otimes g(t) = \sum f(t) \times g(t) \quad (13)$$

onde  $\otimes$  representa a operação de correlação cruzada.

Na Figura 10 descreve-se o esquema de reconhecimento do padrão fazendo o uso de *thresholds* como classificador de padrão de vazamento. Os *thresholds* nada mais são que limites lineares ajustáveis pelo usuário que permitem determinar o grau da correlação deve ser considerado vazamento. A boa sintonização dos *thresholds* leva o sistema a ter poucas ocorrências de alarmes falsos.



**Figura 10 – Filtro de reconhecimento do padrão de vazamento baseado em Thresholds.**

Quando a distância dos pontos de vazamento em relação aos sensores e a própria natureza do fluido apresenta diversos padrões de vazamento, é proposto que o arranjo do esquema descrito anteriormente seja alterado para fazer o uso de vários padrões adquiridos nas simulações de vazamento formando um banco de dados de assinaturas de vazamento (Figura 11). O sinal é correlacionado com cada uma dessas “assinaturas” e os resultados são enviados para um classificador de padrão que neste caso pode ser uma rede neural (Seção 3.6).

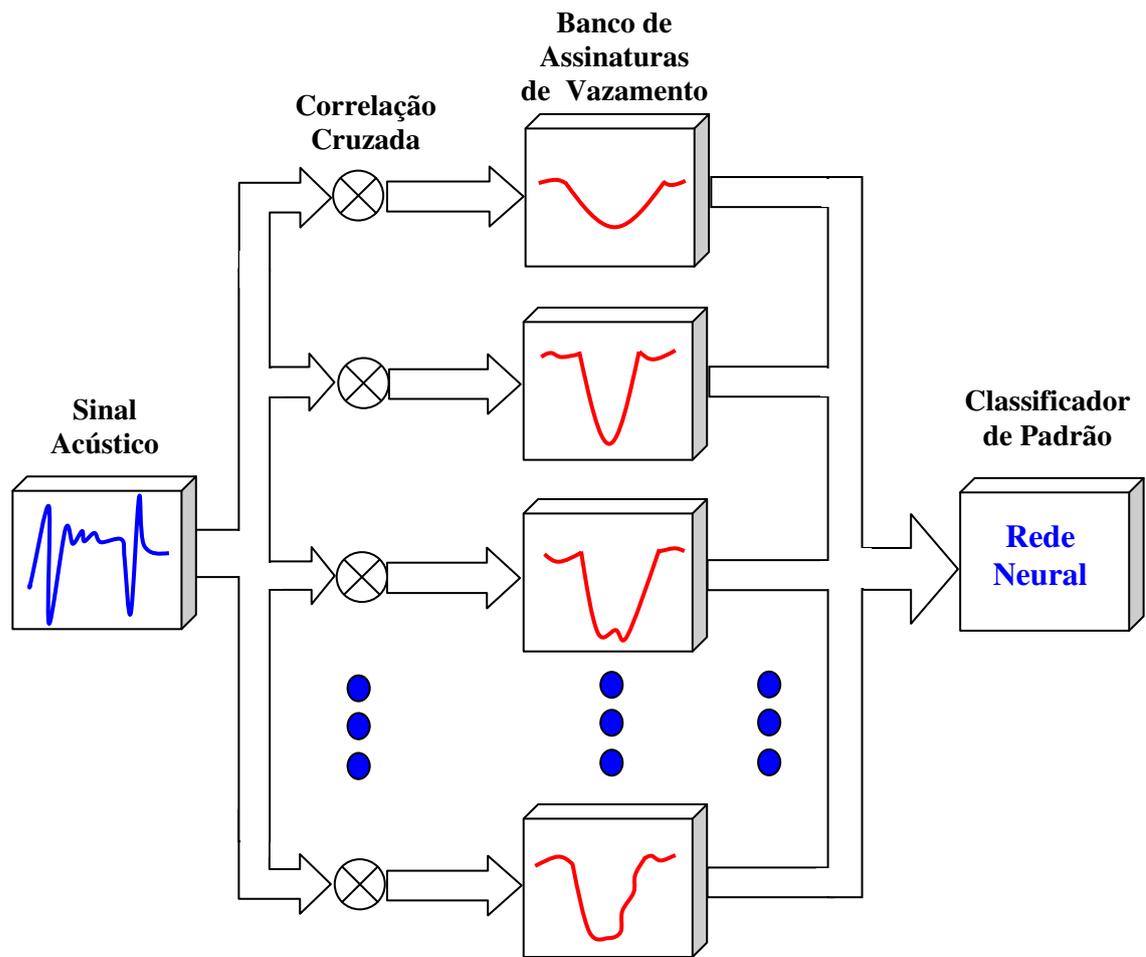


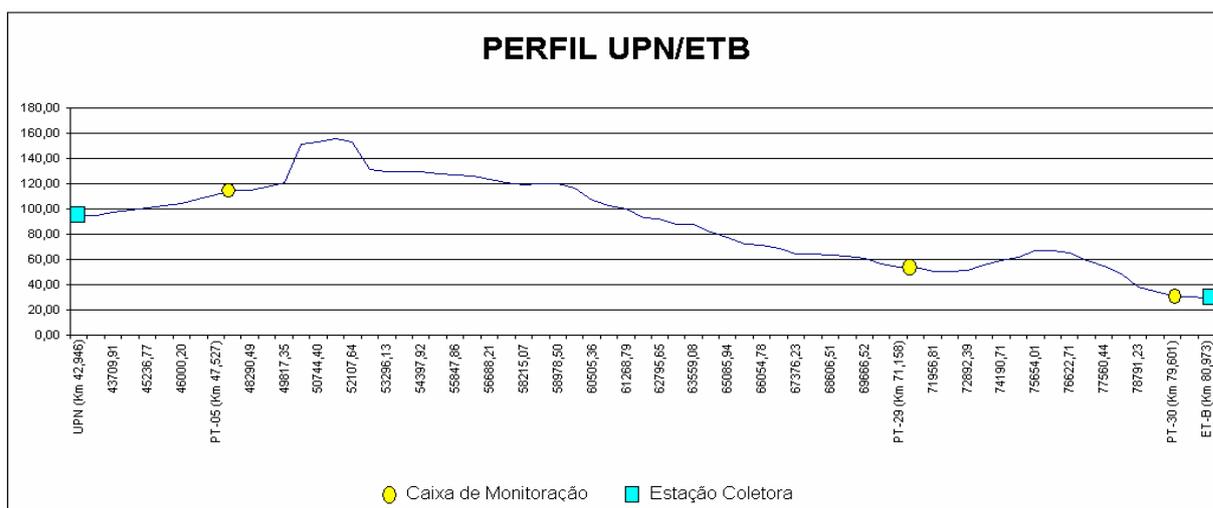
Figura 11 – Filtro de reconhecimento de padrão de vazamento baseado em um banco de dados com classificador padrão de rede neural.

## *Capítulo 4*

### **MÉTODO PARA FILTRAGEM E PRÉ-DETECÇÃO DE VAZAMENTO**

O método aqui proposto faz uso de sistemas embarcados baseados em processadores digitais de sinais (DSP's) para aumentar a eficiência dos sistemas de detecção de vazamentos em oleodutos de regime de escoamento multifásico. Os dados de pressão adquiridos para os testes são provenientes do duto e pertencentes a PETROBRAS, no Rio Grande do Norte. O duto apresenta uma distância de 38 km e diâmetro 12'' com medidores de pressão localizados nos pontos PT-1, a 4,5 km do início, outro no PT-2, a 9 km do final e por último no ponto PT-3 localizado a apenas 1 km do final. Todos estes pontos podem ser vistos graficamente na Figura 12. Para este trabalho os dados adquiridos para análise são todos provenientes do medidor de pressão do ponto PT-1.

O principal objetivo do uso do DSP neste trabalho foi de amenizar a sobrecarga de informações enviadas para o supervisório do sistema de detecção de vazamentos instalado em campo. Para isso, o DSP apenas envia os dados quando presumir que os dados adquiridos são de vazamento. Estes dados enviados para o supervisório se encontram previamente filtrados de ruídos tipo “*spikes*” obtidos na leitura do sensor de pressão que contribuem para ocorrência de falsos alarmes no supervisório



**Figura 12 – Perfil do duto para implementação**

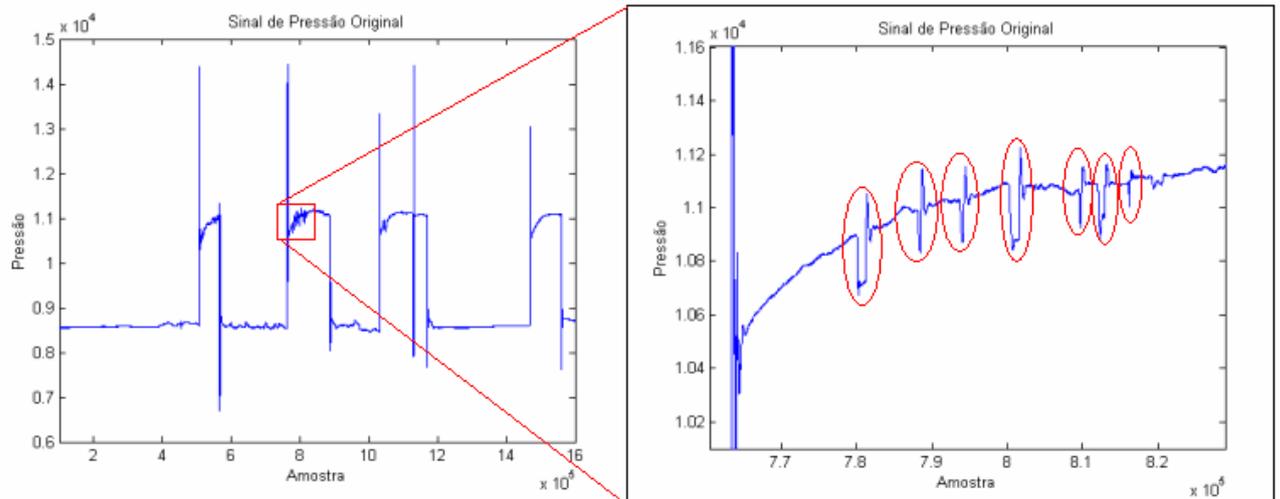
## 4.1 Metodologia

Em cada ponto, conectamos um capilar (pequenos tubos) a um sensor de pressão convencional que transmite um sinal para um CLP (Controlador Lógico Programável) localizado no mesmo ponto quer por sua vez digitaliza o sinal proveniente do sensor e envia através de sinal de rádio os dados coletados para o supervisor, localizados na estação mais próxima do ponto.

O supervisor do sistema de detecção de vazamentos tem como o principal objetivo determinar se os dados recebidos são vazamentos ou não. Isto tudo através de técnicas de processamento de sinais, tais como wavelets, filtros digitais, rede neural, etc.

Os medidores de pressão têm uma velocidade de resposta de 50ms, o que equivale a ter 20 amostras por segundo. Na simulação laboratorial, os dados de pressão coletados no ponto PT-1 do duto U-E são enviados para o DSP através do computador. Estes dados de pressão são processados por janela deslizante de 10 amostras com superposição da metade da janela.

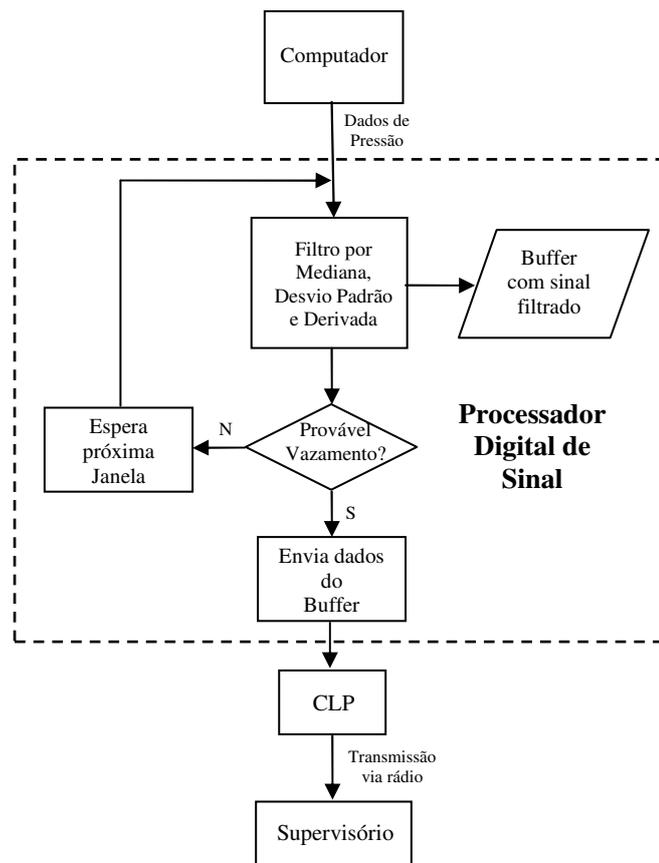
Na Figura 13 mostramos um intervalo de dados adquiridos em um período de 24h juntamente com simulações de vazamentos. Os círculos em vermelho na Figura 13 indicam o período onde foram realizadas as simulações de vazamento. O diâmetro de abertura das válvulas para a simulação foi, nesta ordem, 1”, ¾”, ½”, 1”, ½”, ½” e ¼”.



**Figura 13 – Sinal de pressão no ponto PT-1 com ampliação na resolução dos dados onde ocorreram as simulações de vazamento**

O processamento do filtro por mediana é aplicado na janela de dados a medida que ela desliza e a cada 25 deslizamentos aplica-se o desvio padrão para este conjunto de dados. Isto implica a uma pré-deteção de vazamento a cada, aproximadamente, 8 segundos. Fazendo-se uma análise prévia sobre a resposta do desvio padrão diante dos vazamentos, definiu-se uma faixa de valores tal que se o resultado do desvio padrão se localizar dentro desta faixa, o DSP alerta como vazamento. Observando novamente a Figura 13, notamos que a queda de pressão é muitas vezes uma assinatura de vazamento, então com intuito de amenizar o número de alarmes falsos de vazamento devido à dispersão do sinal com ascendência, adicionou-se no processamento de sinais um cálculo numérico de derivada. A derivada tem por objetivo decidir se o sinal de pressão está aumentando ou diminuindo com o tempo. Esta decisão a partir da derivada é feita no mesmo conjunto de valores utilizados no desvio-padrão. Logo, se a maioria das derivadas nestes dados forem positivas o resultado do desvio padrão mesmo indicando vazamento é desconsiderado.

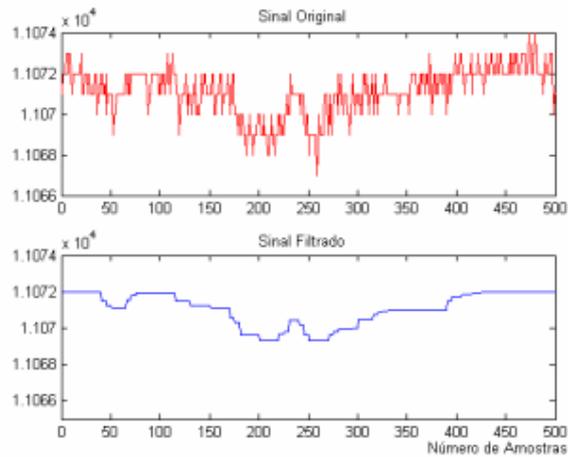
Devido a limitação da memória do DSP, os dados são armazenados em um buffer do tipo FIFO (*First In First Out*). Quando ocorre o possível vazamento, os dados deste buffer são enviados serialmente do DSP para o CLP (Controlador Lógico Programável), que por sua vez envia via rádio os dados para o supervisor. O supervisor, com maior capacidade de processamento, pode através de técnicas mais sofisticadas determinar com mais exatidão se ocorreu ou não um vazamento indicado previamente pelo DSP. A Figura 14 mostra, basicamente, através de um fluxograma a metodologia descrita anteriormente.



**Figura 14 – Fluxograma da metodologia**

## 4.2 Resultados e Discussão

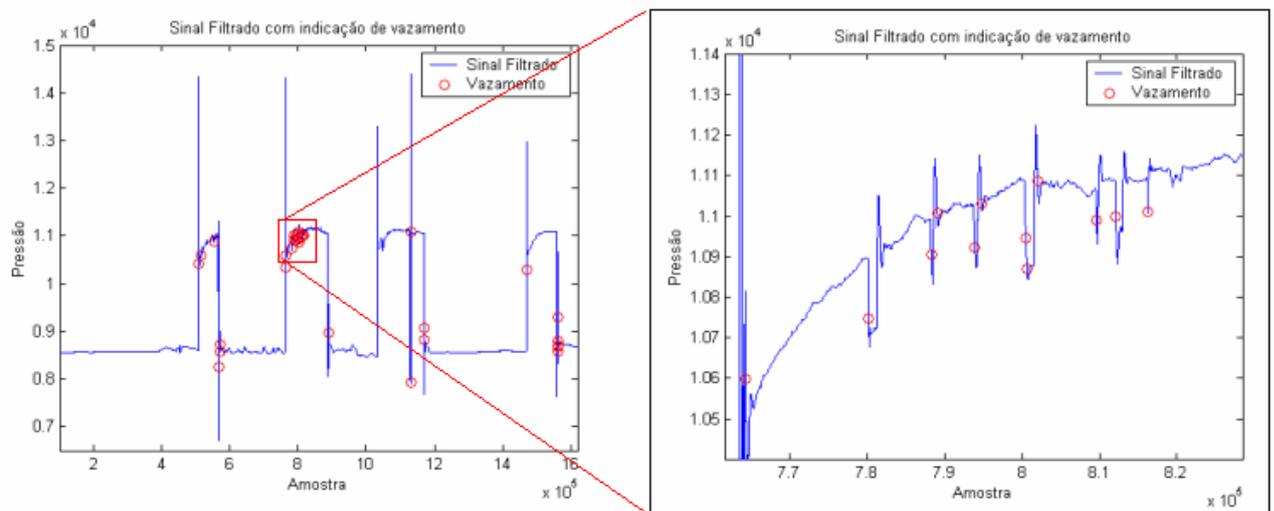
Para fins de exposição dos resultados do filtro por mediana, é utilizada uma quantidade de amostras de pressão. Logo, na Figura 15 podemos observar a retirada dos “spikes” após o filtro ser aplicado no sinal original.



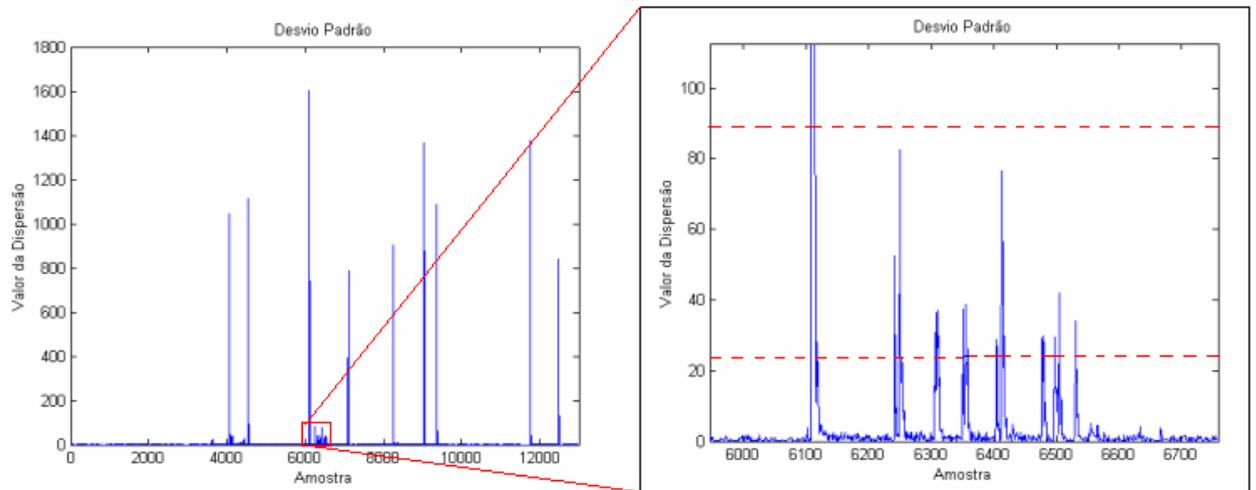
**Figura 15 – Amostra do sinal original após a aplicação do filtro por mediana**

Esta filtragem tem como principal objetivo de diminuir a influência dos “spikes” no cálculo do desvio padrão.

A Figura 16 mostra o sinal filtrado com as marcações dos possíveis vazamentos indicados pelo DSP. E na Figura 17 temos o gráfico do desvio padrão. Em ambas as figuras destacamos os resultados em cima da simulação de vazamento.



**Figura 16 - Sinal filtrado com indicação dos vazamentos pré-detectados pelo DSP**



**Figura 17 - Desvio Padrão e com zoom nos locais de vazamento correspondente a Figura 16**

Na Tabela 3, podemos observar os resultados das pré-deteccões que obtivemos para este sinal de pressão, que representa um intervalo de 24h de dados. Também, na Tabela 3 e na Figura 16 observamos que muitas das indicações de vazamentos que corresponderam a alarmes falsos são provenientes dos transitórios do ligamento e desligamento das bombas. Isto se deve ao fato que o final dos transitórios das bombas apresentam uma característica semelhante à de vazamentos, ou seja, o cálculo do desvio padrão está entre as faixas de valores que alertam o sinal como uma possibilidade de vazamento. Se considerarmos que não existe vazamento durante os transitórios das bombas e descartamos os alarmes provenientes do DSP, obtemos um resultado satisfatório de exatidão da pré-deteccão, como pode ser visto na Tabela 4 onde mostramos como fica a relação de acertos dos vazamentos com os alarmes falsos com e sem o transitório da bomba.

**Tabela 3 – Resultado das pré-deteccões**

Total de Pré-Deteccões	Total de Pré-Deteccões nos vazamentos simulados	Total de Pré-Deteccões nos transitórios das bombas
29	11	16

**Tabela 4 – Proporção de acerto e alarmes falsos de vazamento**

Detectando com transitório da bomba	
Acerto de Vazamento	37,9%
Alarmes Falsos	62,1%

<b>Detectando sem o transitório da bomba</b>	
Acerto de Vazamento	93,1%
Alarmes Falsos	6,9%

O acionamento e o desligamento de bombas ainda apresentam-se como os maiores fatores de alarmes falsos, então se considerarmos que não existe vazamento neste período de transitório da bomba, as chances de acerto do DSP como pré-deteccção é perceptivelmente maior. Mesmo com a influência das bombas o sistema de pré-deteccção se comportou de maneira aceitável, visto que o número de amostras chega em torno de 1.750.000 amostras por dia. Com isto, o supervisor tem menos sobrecarga de informações.

# *Capítulo 5*

## **MÉTODO PROPOSTO PARA SISTEMAS DE DETECÇÃO DE VAZAMENTOS ATRAVÉS DE SINAIS ACÚSTICOS**

Neste capítulo será proposto um novo método para detectar vazamentos. Este método está na fase experimental de um projeto sendo estudado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Os dados apresentados neste capítulo foram todos obtidos laboratorialmente.

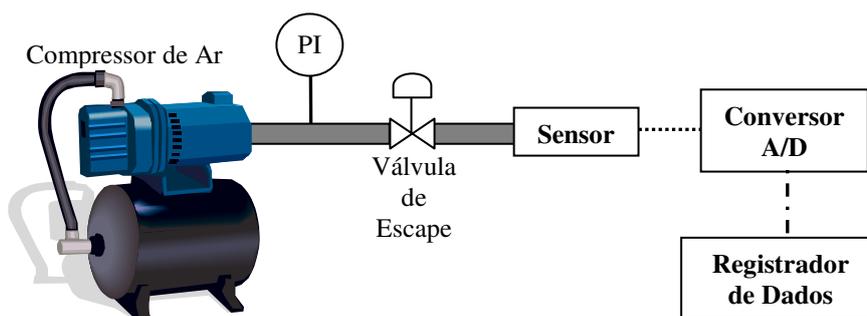
### **5.1 Metodologia Proposta**

O que será apresentado nesta metodologia segue a mesma idéia da arquitetura apresentada na Seção 2.5. A proposta apresentada neste capítulo visa sugerir o fluxo de processamento dos dados que o sistema deve seguir, se baseando nos métodos apresentados no Capítulo 3.

Na Figura 20 representa-se o fluxograma do procedimento de processamento dos dados desde a coleta de dados do sensor até os procedimentos de decisão do supervisor.

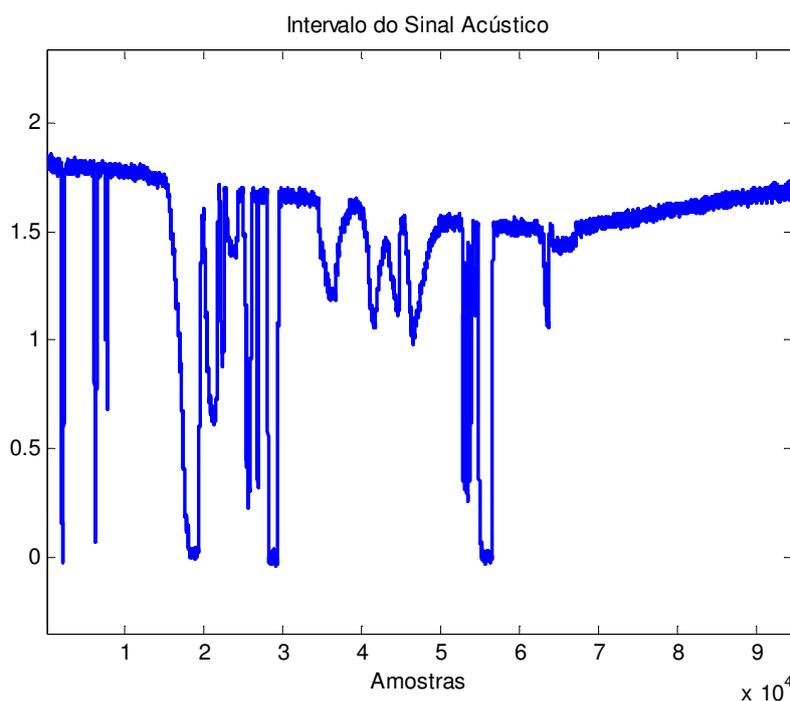
#### **5.1.1 Coleta de Dados**

Para demonstração da eficiência dos métodos de processamento nos sinais acústicos, iniciou-se uma coleta de dados da natureza acústica. A coleta de dados foi feita através do uso de um sensor acústico com tecnologia piezoelétrica, e para fins de estudo, testes e demonstração, os dados acústicos foram coletados com ajuda de um compressor de ar, associado com um manômetro e uma válvula de escape (Figura 18).



**Figura 18 – Esquema de coleta de dados a nível laboratorial**

Como foi visto na revisão bibliográfica, os sistemas de detecção com sinais acústicos precisam de uma grande liberação de energia acústica durante o vazamento para que o sinal possa se propagar ao longo do duto. Este tipo de vazamento é informalmente chamado de “POP”. Com intuito de simular estas quedas das ondas de pressão acústica bruscamente, simulou-se através da válvula de escape estas “assinaturas” de vazamento acústico. A Figura 19 ilustra um intervalo da coleta de dados com simulações dos “POP’s” de vazamento.



**Figura 19 – Intervalo de coleta de dados de sinal acústico obtidas em laboratório**

### **5.1.2 Procedimento a ser seguido para as técnicas de processamento de sinais acústicos**

A Unidade de Processamento Central (UPC) mantém uma periodicidade se comunicando com as Unidades de Processamento Local (UPL) a fim de obter os seus

status, isto é, verificar o estado da comunicação entre as duas unidades e, também, coletar os seus dados para serem armazenados no seu histórico de tendência do sinal.

No momento em que surge um alarme de vazamento, a UPL envia os dados de alarme para UPC para tomar as devidas providências. Se o sistema exige que para ocorrer um vazamento seja necessário dois sensores acústicos, então a UPC espera por um tempo previamente determinado pelo usuário até que o outro sensor acuse o mesmo vazamento. Se o sensor esperado não acusar nenhum vazamento, o alarme é então descartado e a UPC volta para seu estado inicial. Caso contrário, a UPC inicia seu procedimento de localização de vazamentos (Seção 5.1.3).

Como próximo passo, em seguida serão descritas algumas particularidades dos algoritmos da UPL.

A coleta de dados é amostrada por uma frequência de 200Hz, então após alguns testes dimensionou-se uma janela retangular para o processamento dos dados da ordem de 40 amostras onde será executado os demais métodos computacionais.

Analisando o comportamento dos sinais acústicos, notou-se que as “assinaturas” de vazamento são representados por quedas abruptas da pressão acústica, ou seja, durante a extração do ruído acústico através da derivada do sinal, todo resultado que indica um valor negativo da derivada (subida da pressão acústica) este resultado pode ser alterado para zero. O objetivo é minimizar os alarmes falsos por variações que não são vazamentos.

Nos métodos para extração dos descritores foi feito o uso da:

- *Wavelet*, utilizando a família Daubechies como banco de filtros;
- Autocorrelação, para extrair a energia do detalhamento obtido pela *Wavelet* e;
- Desvio-Padrão, para analisar a dispersão da energia extraída pela autocorrelação.

Após extrair os descritores os dados são processados por um classificador de padrão que antecipadamente fazendo um estudo do comportamento do duto este seja escolhido por algum método descrito no Capítulo 3.

Se o duto for monofásico, sem quebra de coluna, totalmente pressurizado, então o uso de um classificador de padrão do tipo *Thresholds* é recomendável pela sua facilidade de implementação e sintonização no sistema de detecção. Porém, se o duto é multifásico e apresenta um ruído acústico não-linear, o uso de uma rede-neural não-

linear como classificador de padrão se sobressai em relação ao outro classificador de padrão.

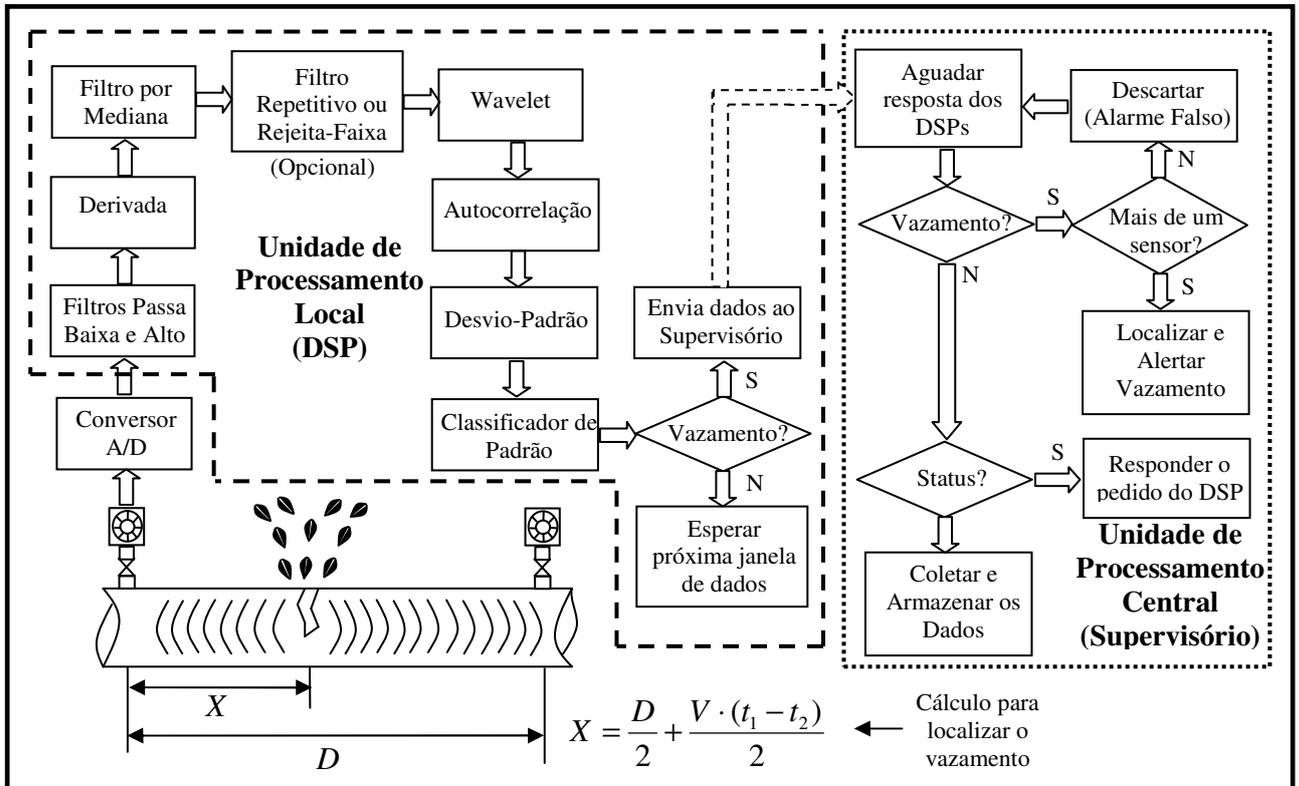


Figura 20 – Fluxograma do método proposto para detecção

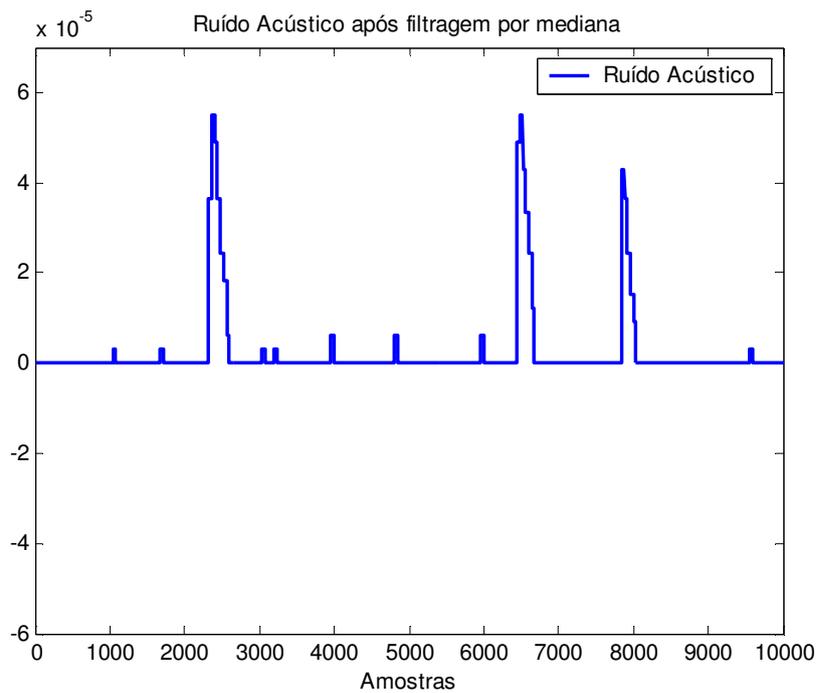
### 5.1.3 Localização de Vazamento

Os sistemas de detecção baseado em sinais acústicos tem uma vantagem sobre os outros sistemas de detecção pelo fato que o primeiro tem a capacidade de localizar os furos com uma boa precisão.

## 5.2 Resultados e Discussão

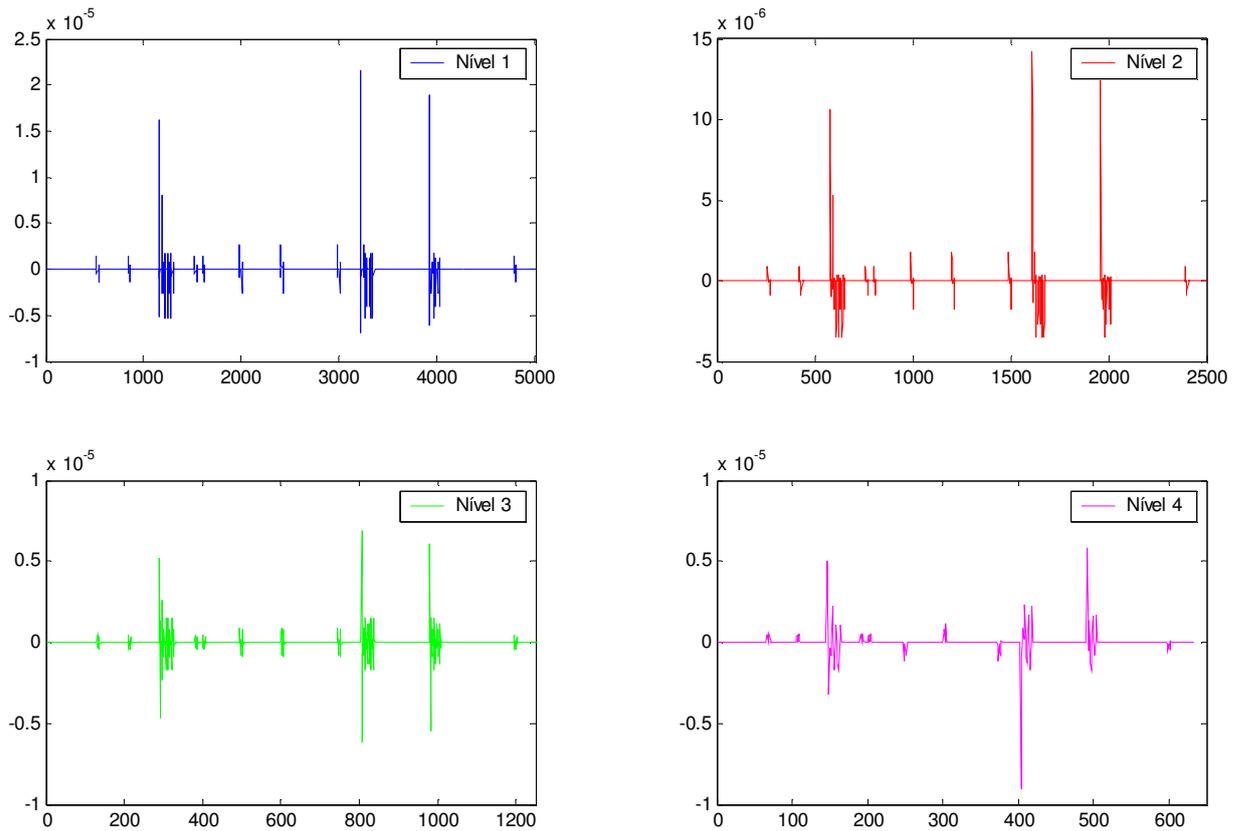
A seguir serão apresentados os resultados dos métodos de processamento de sinais. Para fins de demonstração o intervalo de amostras a ser estudado é o mesmo representado pela Figura 4.

Os passos derivada e filtragem por mediana já foram ilustrados nas Seções 3.1 e 3.2, respectivamente. Porém como foi discutido na Seção 5.1.2 os resultados negativos da derivada devem ser desconsiderados a fim de facilitar a detecção de vazamentos. Logo, a Figura 5 passa a ter a seguinte tendência:



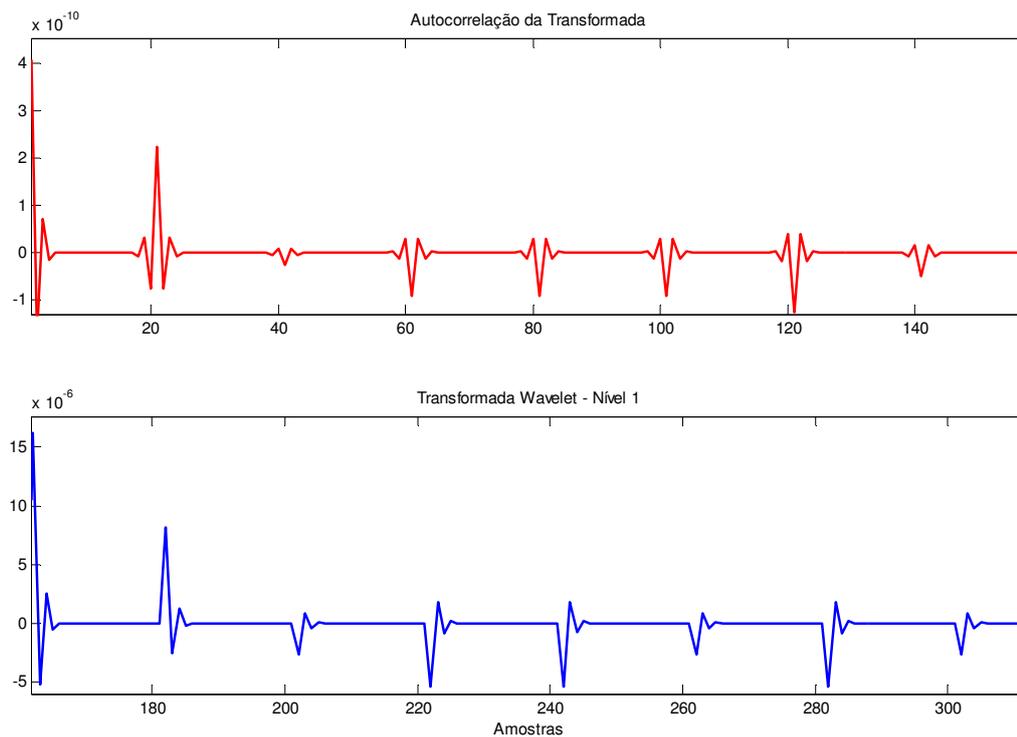
**Figura 21 – Ruído acústico com supressão das ascendências da pressão acústica após filtragem por mediana**

Após a filtragem por mediana aplicou-se a transformada *Wavelet* da família *Daubechies*. Baseado no método de banco de filtros descrito na Seção 3.4 na Figura 22 é demonstrado o resultado da transformada com o uso de 4 níveis de detalhamento. Se observar a Figura 21 nota-se que a transformada detalha principalmente as regiões onde o ruído se destacou. Para cada nível a transformada dá um “zoom” nas áreas de maior energia. Cada nível poderá ser um parâmetro de entrada para um classificador de padrão. Para uma rede neural a presença de mais um nível ajuda no seu treinamento para identificar o padrão do vazamento.



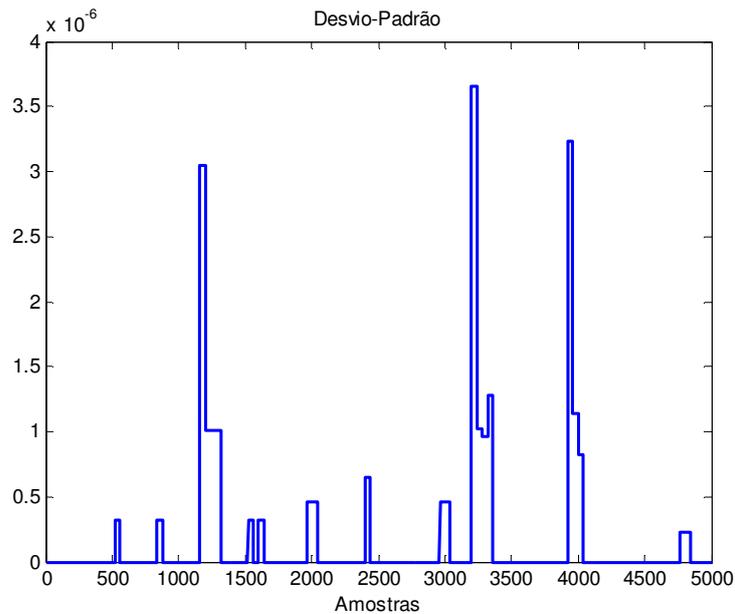
**Figura 22 – Aplicação da transformada Wavelet sobre o ruído acústico**

Por último e não menos importante na extração dos descritores entra os métodos de autocorrelação e desvio-padrão. Para demonstrar os efeitos da autocorrelação sobre os detalhes extraídos da transformada, foi retirado apenas um pequeno intervalo de amostras do primeiro nível de detalhamento com ênfase no possível vazamento, ou seja, no primeiro transitório dos dados da Figura 4. O resultado pode ser visto na Figura 23



**Figura 23 – Método da autocorrelação de um conjunto de amostras após a transformada Wavelet**

E em seguida executa-se o desvio-padrão que se visualizarmos a Figura 24 verifica-se que os maiores pontos fora da dispersão dos dados são justamente nos pontos de variação abrupta da pressão acústica. Uma das vantagens do desvio-padrão como descritor é seus valores serem sempre positivos e mantendo a mesma unidade dos dados processados.



**Figura 24 – Desvio-Padrão sobre o primeiro nível de detalhamento da transformada Wavelet**

Como classificador de padrão para estes padrões de vazamentos nota-se que o uso de um *threshold* simples, para limitar a variação máxima que o desvio-padrão pode alcançar, satisfaz o objetivo de identificar o vazamento. Este uso do *threshold* no desvio-padrão já foi apresentado no Capítulo 4. Porém sabe-se que na realidade que todo o ambiente em volta de um duto real influencia no ruído acústico que pode mascarar o vazamento ou até mesmo alertar um falso vazamento. Para isto deve-se fazer o uso de um classificador de padrão mais sofisticado. Lembrar também que ao implementar um sistema de detecção sempre haverá mudanças a serem feitas, isto quer dizer que a arquitetura do sistema, o dimensionamento dos filtros e a sintonização dos classificadores de padrão sempre poderão sofrer alterações que vão depender dos dutos em estudo.

# Capítulo 6

## CONCLUSÕES

As pesquisas mostraram que sistemas baseados em sistemas de detecção de vazamentos com sinais acústicos tem tido grande êxito e aceitação pela operacionalidade, robustez e eficiência dos mesmos.

Além disso, na participação do projeto em que se deu o início das pesquisas, foi adquirido uma gama de conhecimentos na área de automação. O projeto de detecção de vazamentos permitiu experiências reais em campo, que mostrou ser bastante diferente de sistemas baseados em simulação laboratoriais. Atividades em campo demonstraram que existem diversas barreiras a serem contornadas. Como exemplo de barreiras, cita-se a monitoração do sistema que é feita remotamente, problemas no escoamento do fluido no duto, interferências de outros equipamentos no processo produtivo do petróleo e diversas outras variáveis que influenciam no sistema de detecção.

Foi observado que as simulações em níveis laboratoriais, apesar de ainda permanecerem muito distantes da realidade dos dutos petrolíferos, continuam servindo como base para o desenvolvimento das técnicas de processamento e toda arquitetura dos sistemas de detecção.

Em suma, sistemas automáticos para detecção de vazamentos em dutos de petróleo são de grande valia, pois evitam grandes danos ao meio ambiente, bem como perdas de produção para as empresas do setor de petróleo. Comercialmente são disponíveis vários sistemas, importados em sua maioria, a custos elevados de instalação e manutenção. A presente pesquisa visa o desenvolvimento de sistemas para detecção de vazamentos na UFRN através de dois métodos (acústico e pressão), em parceria com a Petrobras UN-RNCE.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Hock, Vicent F. ; Carlyle, John, Acoustic Leak Detection for water distribution system, Engineer research and development center;
- [2] W.D. Jolly, T.B. Morrow, et al, New Methods for rapid Leak detection in offshore pipelines
- [3] Health and Safety Executive, Acoustic Leak Detection, January 2005
- [4] Alonso, Júlio, Tecnologia acústica empregada na detecção e localização de vazamentos em dutos de líquidos, gases e multifásicos.
- [5] Brennan, M. J.; Joseph, J. M.; et al, Some recent research results on the use of Acoustic Methods to detect water leaks in Buried Plastic water pipes
- [6] Kosel, Tadej; Grabec, Igor; Kosel, Franc, Intelligent Location of Two simultaneously active acoustic emission sources.
- [7] Ding, Y; Reuben, R.L.; Steel, J.A., A new method for waveform analysis for estimating AE wave arrival times using wavelet decomposition.
- [8] Camerini, Daniel Almeida, Desenvolvimento de Pigs Instrumentados para Detecção e Localização de Pequenos Vazamentos em Dutos, Rio de Janeiro, Setembro, 2004.
- [9] N. Cheraghi, M.J. Riley, and F. Taheri, A Novel Approach For Detection Of Damage In Adhesively bonded Joints In Plastic Pipes Based On Vibration Method Using Piezoelectric Sensors, Department of Civil Engineering, Dalhousie University
- [10] Hunaidi, Osama, Detect Leaks in Water-Distribution Pipes, Construction Technology Update n. 40
- [11] Macias, Isabel Bueno, Detecção de Vazamentos em Tubulações Transportando Gás, Dissertação de Mestrado à Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Fevereiro, 2004
- [12] Geiger, Gerhard, Leak Detection and Locating – A Survey, University of Applied Sciences Gelsenkirchen, Germany.
- [13] Gao, Y; Brennan, M.J.; Joseph, P.F.; Muggleton, J.M; Hunaidi, O; A model of the correlation function of leak noise in buried plastic pipes, Journal of Sound and Vibration 277
- [14] Costa, A.L.H, 2001, Leak Detection in a Pipeline, IBP, Brazilian Petroleum and Gas Institute

- [15] Ellul, I., Pipeline Leak Detection. Chemical Engineer, 1989
- [16] Silva, Henrique V. da; Morooka, Celso k.; Guilherme, Ivan R.. et al, Leak detection in petroleum pipelines using a fuzzy system.
- [17] Rodrigo S. Martins, André L. Maitelli , Adrião D. D. Neto, Andres O. Salazar, Implementação de técnicas de detecção de vazamentos em dutos com regime de escoamento multifásico crítico, Rio Pipeline 2005 – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP
- [18] Para não chorar o petróleo derramado, Petro & Química , Edição 283 – Abril de 2006
- [19] Fisher Labs, XLT30 Especificações
- [20] Site web: <http://virtual.inesc.pt/8epcg/actas/c22/Secao2.htm> , pesquisado em 14/07/2006
- [21] MALLAT, S. G.: "A Theory for Multiresolution Signal Decomposition: the wavelet representation", IEEE Trans. Pat. Analysis and Mach. Intell., vol. 11, pp. 674-693, 1989.
- [22] Giampaolo Luiz Libralão, Rodrigo Mithuhiro Oshiro, Antonio Valerio Netto, André Ponce de L. F. de Carvalho, Maria Cristina F. de Oliveira, Técnicas de Aprendizado de Máquina para análise de imagens oftalmológicas, Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação – ICMC, São Carlos – SP, Brasil.
- [23] SMITH S. W., “*The Scientist and Engineering Guide to Digital Signal Processing* ([www.dspguide.com](http://www.dspguide.com))”, 1998.
- [24] GONZALES R., WOODS R., “*Processamento de Imagens Digitais*”, Ed. Edgard Blücher, 1992.
- [25] BAPTISTA R., MOURA C., “*Leak Detection Systems for Multiphase Flow – Moving Forward*”, Internacional Pipeline Conference, 2002.
- [26] ZHANG, S. Q., JIN, S. J., YANG, F. L., WANG, X. Q., BAI, Q. Y., “Crucial technologies of oil-transporting pipe leak detection and location based on wavelet and chaos”, Measurement Science and Technology, 2005.
- [27] GAO, Y., BRENNAN, M. J., JOSEPH, P. F., MUGGLETON, J. M., HUNAIDI, O., “*A model of the correlation function of leak noise in buried plastic pipes*”, Journal of Sound and Vibration, 2003.
- [28] JEMIELNIAK, K., “*Some aspects of acoustic emission signal pre-processing*”, Journal of Materials Processing Technology, 2001.

- [29] DUARTE, V. “*Estudo, Desenvolvimento e Implementação de Técnicas de Detecção de Vazamentos em Dutos com Regime de Escoamento Multifásico Crítico*”, Relatório Semestral do PRH-ANP-14, 2006.
- [30] AZEVEDO, F. M. “*Estudo de Descritores para Identificação de Vazamentos em Dutos a partir de Sinais Sônicos*”, Qualificação PPGEE, UFRN, Setembro 2006.
- [31] CHAPRA, S. C., CANALE, R. P., “*Numerical Methods for Engineers*”, McGraw-Hill Book Company, 1985.
- [32] YANG, B., RECANE, M. “*Method and Apparatus for Pattern Match Filtering for Real Time Acoustic Pipeline Leak Detection and Location*”, Acoustic System Inc., United States Patent, Maio 2002.

**ANEXO I**

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO  
SUPERVISIONADO**



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE COMPUTAÇÃO E AUTOMAÇÃO



## RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

**Empresa:**  **PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.**  
**PETROBRAS**

**Aluno:** *Victor José Lima Duarte*

**Supervisores do Estágio:** Fabiano Medeiros de Azevedo  
Vicente Delgado Moreira

**Orientador:** Prof. Dr. André Laurindo Maitelli

**Co-orientador:** Prof. Dr. Andrés Ortiz Salazar

NATAL-RN  
Janeiro/2007

Victor José Lima Duarte

## **RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO**

*Relatório apresentado ao Departamento de Engenharia de Computação e Automação da UFRN como pré-requisito para obtenção do conceito na disciplina DCA0990 – Estágio Supervisionado, visando a conclusão do curso de graduação em Engenharia de Computação.*

NATAL-RN

Janeiro/2007

## **Agradecimentos**

Aos meus pais, Adrião Duarte Dória Neto e Márcia Maria Lima Duarte, pelo incentivo, orientação e apoio.

Aos professores André Laurindo Maitelli e Andrés Ortiz Salazar pela orientação, amizade e principalmente, pela paciência.

A Empresa Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS e o Gerente do ST-EIPA, José Henrique Patriota, pela oportunidade do estágio.

Aos supervisores de estágio Fabiano Azevedo e Vicente Delgado pela paciência e atenção dispensadas durante o período de estágio na PETROBRAS, que se constituiu num verdadeiro aprendizado.

A ANP, através da comissão gestora do PRH-14, pelo suporte que me foi concedido para o desenvolvimento do meu projeto de pesquisa.

A todos os meus parentes, pelo encorajamento e apoio.

## **Resumo**

O presente relatório visa relatar as atividades desenvolvidas durante o estágio supervisionado na Petrobras pelo aluno Victor José Lima Duarte da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

# Sumário

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>1 PETROBRAS</b> .....	<b>2</b>
1.1 ÁREAS DE ATUAÇÃO .....	3
1.2 SUBSIDIÁRIAS .....	4
1.3 UNIDADE DE NEGÓCIOS DO RIO GRANDE DO NORTE E CEARÁ .....	6
<b>2 ATIVIDADES REALIZADAS</b> .....	<b>8</b>
2.1 SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE INFORMAÇÕES – PLANT INFORMATION .....	8
2.1.1 Sistemas de Informação Gerencial .....	9
2.1.2 Plant Information .....	11
2.1.3 Arquitetura do Sistema PI .....	13
2.1.4 PI-DataLink .....	15
2.1.5 Atributos de TAGs .....	16
2.1.6 Tratamento e Armazenamento dos Dados .....	17
2.1.6.1 Teste de Exceção .....	18
2.1.6.2 Snapshot .....	18
2.1.6.3 Teste de Compressão .....	18
2.1.7 Descrição das Atividades Realizadas .....	19
2.1.7.1 Seqüência para Cadastramento .....	19
2.1.7.2 Atualização do Padrão para Gerenciamento dos Dados Operacionais (GDO)	
21	
2.1.7.3 Planilha Modelo .....	21
2.1.7.4 Manual Passo-a-Passo para o Cadastramento das Variáveis .....	22
2.1.7.5 Variáveis Cadastradas .....	23
2.1.7.6 Verificação das Tags Cadastradas .....	25
2.2 SISTEMA DE DETECÇÃO DE VAZAMENTOS .....	28
2.2.1 O que são Sistemas de Detecção de Vazamentos .....	28
Uma ferramenta utilizada na Petrobras que funciona como um sistema de detecção de vazamentos é o LeakNet .....	29
2.2.2 Descrição da Atividade .....	29
2.2.2.1 Análise de Risco .....	29
2.2.2.2 Procedimento do Teste do LDS (Leak Detection System) .....	30
2.2.2.3 LeakNet .....	32
2.2.2.4 Simulação de Vazamentos e Sintonização do LeakNet .....	34
2.3 ATIVIDADES DE PROJETO - PLANTA DE BIODIESEL .....	36
2.3.1 Sobre a Planta de Biodiesel .....	36
2.3.2 Descrição das Atividades .....	37
2.3.2.1 Fases do Projeto .....	37
2.3.2.2 Normas Utilizadas para Instrumentação e Automação .....	38
2.3.2.3 Revisão dos Fluxogramas de Engenharia .....	39
2.3.2.4 Folha de Dados e Requisição dos Instrumentos .....	40

2.3.2.5 Dimensionamento do CLP .....	41
<b>3 CONCLUSÃO.....</b>	<b>43</b>
<b>4 BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>44</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>I</b>

# Lista de Figuras

Figura 1 – Organograma simplificado .....	7
Figura 2 – Arquitetura do Plant Information.....	14
Figura 3 – Fluxo de Dados do Plant Information.....	15
Figura 4 – PI-DataLink - Menu do PI para o Excel® .....	16
Figura 6 – Ilustração dos dados após os testes de exceção e compressão.....	19
Figura 7 – Destaque das estações que tiveram suas variáveis cadastradas .....	24
Figura 8 – Abertura da Válvula de Nível no Separador de Gás da Estação de Livramento.....	26
Figura 9 – Abertura da Válvula de Pressão no Separador de Gás da Estação de Livramento .....	26
Figura 10 – Esquema da montagem para simulações de vazamentos .....	31
Figura 11 – LeakNet.....	32
Figura 12 – Supervisório dos Dutos.....	33
Figura 13 – Tendência dos sinais de pressão das estações.....	35
Figura 14 – Planta Experimental de Biodiesel no Pólo de Guamaré .....	37
Figura 15 – Painel convencional para um CLP .....	42

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1 – Descrição dos Atributos da TAG .....	16
Tabela 2 – Descrição das abas da planilha.....	22

## Introdução

As atividades do estágio foram realizadas no período de 19 de outubro de 2006 até o 9 de fevereiro de 2007 e tiveram como principal foco as áreas de instrumentação e automação.

O estágio ocorreu na gerência de Suporte Técnico, denominada de Engenharia de Instalações, Processamento e Automação da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará na área de automação (UN-RNCE/ST/EIPA).

Estágio coordenado e supervisionado pelos Engenheiros de Equipamentos Eletrônicos Fabiano Medeiros de Azevedo e Vicente Delgado Moreira e orientado por André Laurindo Maitelli e Andrés Ortiz Salazar, professores doutores do Departamento de Engenharia de Computação e Automação da UFRN.

Ao todo foram realizadas três atividades. A primeira atividade foi relacionada ao sistema de gerenciamento de informação da Petrobras chamado de Plant Information que teve como principal objetivo o cadastramento das variáveis das instalações de produção da Unidade de Negócios. A segunda atividade foi o acompanhamento da supervisão de detecção de vazamento durante uma simulação de vazamentos no oleoduto do campo de produção de Canto do Amaro até Estreito-A. E a terceira atividade está relacionada ao estudo e acompanhamento de um projeto de instrumentação e automação tendo como base o projeto do Biodiesel de Guamaré.

## 1 Petrobras

A Petrobras foi instituída em outubro de 1953, com a promulgação da Lei 2.004, com o objetivo de executar as atividades do setor petrolífero no Brasil em nome da União.

Ao longo de cinco décadas, tornou-se líder em comercialização de derivados no País. Com todos os segmentos do setor abertos à competição, a empresa deixou de ser a única executora do monopólio do petróleo da União, colocando-se entre as quinze maiores empresas petrolíferas na avaliação internacional. É detentora de uma das tecnologias mais avançadas do mundo na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas,

Com a abertura do mercado brasileiro a outras empresas, em 1997 (fim do monopólio), a empresa buscou o crescimento, no Brasil e no exterior, com o maior retorno possível aos seus acionistas, tornando-se uma corporação internacional de energia.

Em 2003, coincidindo com a comemoração dos seus 50 anos, a Petrobras dobrou a sua produção diária de óleo e gás natural ultrapassando a marca de 2 milhões de barris, no Brasil e no exterior.

No dia 21 de abril de 2006, às 14h30, o Presidente Luiz Inácio Lula da Silva deu início à produção da plataforma P-50, no Campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos, que permitiu ao Brasil atingir a auto-suficiência em petróleo. A P-50 é um Floating, Production Storage Offloading (FPSO), unidade que possui a característica de produzir, processar, armazenar e escoar óleo e gás. É a unidade flutuante de maior capacidade do Brasil, podendo produzir até 180 mil barris diários.

A explicação para o sucesso da Petrobras está na eficiência de suas unidades espalhadas por todo o Brasil: nas refinarias, áreas de exploração e de produção, dutos, terminais, gerências regionais e na sua grande frota petroleira.

## 1.1 Áreas de Atuação

Como empresa de energia, a Petrobras atua em várias áreas desse setor, desde a exploração de gás e petróleo, refino, abastecimento até a distribuição. Podemos dividir as atividades da Companhia em:

- **Abastecimento** - É a atividade encarregada de processar o petróleo para obtenção dos derivados de petróleo. É a responsável, de acordo com a Petroleum Intelligence Weekly, pela Petrobras ser considerada a nona maior companhia no setor downstream - refino.
- **Exploração e Produção** - É o órgão da Petrobras que atua em pesquisa, localização, identificação, incorporação, desenvolvimento e produção de reservas de óleo e gás natural dentro do território nacional.
- **Gás e Energia** - É a área responsável pela comercialização do gás natural nacional e importado, além da implantação de projetos, em parceria com o setor privado, que irão garantir a oferta deste combustível e de energia em todo o país.
- **Internacional** – Coordena as atividades que a Petrobras desenvolve no exterior e desenvolve diversas atividades internacional, desde a exploração até a compra e a venda de petróleo.
- **Energias Renováveis** – Atividade sob a responsabilidade da Gerência Executiva de Desenvolvimento Energético, comprometida com o conceito de desenvolvimento

associado à responsabilidade sócio-ambiental, desenvolve a produção e comercialização de energias alternativas, como eólica, solar e biodiesel

## 1.2 Subsidiárias

O Sistema Petrobras inclui subsidiárias – empresas independentes com diretorias próprias, interligadas à Sede. São elas:

- Petrobras Distribuidora S/A - BR, atua na distribuição de derivados de petróleo;
- Petrobras Energía Participaciones S.A., atua na produção de óleo e gás, refino, marketing e transporte, petroquímica, geração, transmissão e distribuição de energia elétrica na América Latina. Sediada em Buenos Aires, a Companhia possui operações na Argentina, Brasil, Venezuela, Bolívia, Peru e Equador
- Petrobras Química S/A - PETROQUISA, que atua na indústria petroquímica;
- Petrobras Gás S/A - GASPETRO, subsidiária responsável pela comercialização do gás natural nacional e importado;
- Petrobras Transporte S/A - TRANSPETRO, que tem por finalidade construir e operar a rede de transportes;
- Downstream Participações S.A, que facilita a permuta de ativos entre a Petrobras e a Repsol-YPF;
- Petrobras International Finance Company – PIFCo, criada em 1997, tem o objetivo de facilitar a importação de óleo e produtos derivados de petróleo. O propósito principal da PIFCo consiste na intermediação entre a Petrobras e outros fornecedores de óleo, nas operações de compra e venda de petróleo e produtos

derivados de petróleo, assim como para obter financiamentos com esse objetivo. As operações da PIFCo estão refletidas nos segmentos de negócios de abastecimento, exploração e produção e na área corporativa.

### **1.3 Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará**

Como dito anteriormente, a empresa se encontra dividida estrategicamente em cinco áreas ou segmentos de negócio. Dentre essas áreas, podemos destacar a E&P (Exploração e Produção), que se subdivide em nove Unidades de Negócio ou UN's.

Dependendo do local de atuação, a UN leva o nome daquele estado ou região. Por exemplo, podemos citar a UN-RIO (Unidade de Negócios do Rio de Janeiro), UN-BC (Unidade de Negócios Bacia de Campos), UN-SEAL (Unidade de Negócios Sergipe-Alagoas), UN-ES (Unidade de Negócios do Espírito Santo), UN-BSOL (Unidade de Negócios Bacia do Solimões), entre outras. Há UN's tanto no Brasil como no exterior.

Nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará atua uma Unidade de Negócios com o nome de UN-RNCE, sendo responsável, em terra e no mar, pela exploração e produção de petróleo e gás nas concessões situadas nas bacias sedimentares dos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará; incluindo, também, o tratamento e processamento de hidrocarbonetos, sendo seus principais produtos o Petróleo (Óleo Cru), o Gás Natural, o Gás Liquefeito de Petróleo (Gás de Cozinha) e o Óleo Diesel.

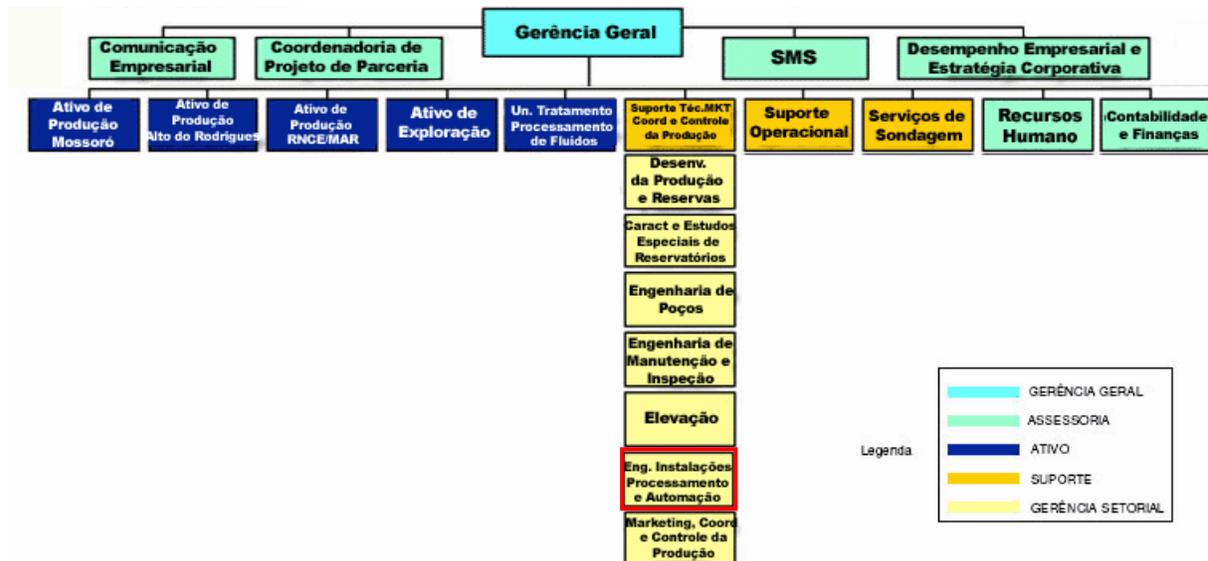
Com sede na cidade de Natal, a UN-RNCE conta com uma produção em torno de 90 mil barris de óleo, 4 mil barris de óleo Diesel e 4 milhões de metros cúbicos de gás natural, processando 511 toneladas de GLP por dia (39.308 botijões).

Integram a UN-RNCE o(a):

- Ativo de Produção de Mossoró – ATP-MO
- Ativo de Produção do Alto do Rodrigues – ATP-ARG

- Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos –UTPF
- Ativo de Produção Mar – ATP-MAR

O estágio ocorreu na gerência setorial de Engenharia de Instalações, Processamento e Automação, da Gerência de Suporte Técnico da Unidade de Negócios do RNCE. Na Figura 1 é mostrado um organograma simplificado.



**Figura 1 – Organograma simplificado**

A gerência de instalações, processamento e automação tem a função de elaborar projetos conceituais básicos e executivos referentes aos processos produtivos da UN-RNCE e prestar assistência técnica aos ativos de produção.

A visão da Engenharia de Instalações Processamento e Automação – EIPA é ser uma equipe reconhecida como referencial de excelência em soluções tecnológicas em engenharia, processamento e automação industrial aplicáveis a instalações de exploração, produção, processamento e movimentação de petróleo e gás.

## 2 Atividades Realizadas

Foram desenvolvidas atividades referentes ao Sistema de Gerenciamento de Informações da UN-RNCE, ao Sistema de Detecção de Vazamentos da UN-RNCE e à Planta de Biodiesel, localizada em Guamaré.

### 1.1 *Sistemas de Gerenciamento de Informações – Plant Information*

#### **Atividades Propostas**

- Estudar os manuais do Plant Information (PI).
- Cadastrar variáveis de processo no servidor do Plant Information.
- Estudo dos fluxogramas de engenharia e telas de supervisórios para cadastramento das variáveis.

#### **Atividades Desenvolvidas**

- Cadastramento das variáveis dos campos de produção da área Sul de Mossoró, Canto do Amaro, Monte Alegre e Plataformas de Ubarana.
- Elaboração do manual para cadastramento das variáveis no PI.
- Atualização do documento padrão de Gerenciamento de Dados Operacionais (GDO).
- Verificação das variáveis já cadastradas no servidor Plant Information.

### 1.1.1 Sistemas de Informação Gerencial

Todas as funções da administração, planejamento, organização, liderança e controle, são necessárias para o bom desempenho da organização. Para apoiar essas funções, especialmente o planejamento e o controle, é destacada a importância dos sistemas que oferecem informações aos administradores. Apenas com informações precisas e na hora certa os administradores podem monitorar o progresso na direção de seus objetivos e transformar os planos em realidade.

Os administradores de todos os níveis estão descobrindo que os sistemas de informação baseados em computadores proporcionam as informações necessárias para uma operação eficaz. Esses sistemas de informação gerencial (SIG) estão se tornando rapidamente indispensáveis para o planejamento, as decisões e o controle. A velocidade e a precisão das informações que os administradores recebem sobre o que está ocorrendo em seu processo – o bom funcionamento do sistema de informação – determinam amplamente a eficácia do sistema de controle.

Os Sistemas de Informação Gerencial (SIG) são de grande importância para as empresas, pois permitem que sejam realizadas as integrações entre as diversas funções empresariais. Como exemplo, as funções compras, marketing, finanças, recursos humanos e produção passam a trocar informação, visando a alcançar maior competitividade. Nesse sentido, deverá ocorrer a otimização dos recursos, o cumprimento dos prazos, a redução dos custos associados, etc.

Stair (2002) diz que a finalidade principal de um SIG (Sistema de Informação Gerencial) é a de ajudar uma organização a atingir suas metas, fornecendo aos administradores uma visão das operações regulares da empresa, de modo que possam controlar, organizar e planejar mais eficientemente.

Stair (2002) relaciona as principais características de um SIG:

- Gerar relatórios de saída com formatos fixos e padronizados;
- Necessitar de solicitações formais do usuário;
- Produzir relatórios impressos e em tela de computador;
- Produzir relatórios programados, sob solicitação e de exceção;
- Ter relatórios desenvolvidos e implementados por sistemas de informações pessoais, incluindo analistas de sistema e programadores de computadores;
- Usar dados internos armazenados no sistema do computador.

A implementação dos Sistemas de Informações Gerenciais inclui a aquisição de hardware, a compra ou o desenvolvimento do software, a preparação dos usuários, a contratação ou o treinamento de pessoal, a preparação do local e dos dados, a instalação, testes, a partida e, finalmente, a aceitação pelo usuário.

Uma ferramenta utilizada na Petrobras que funciona como um sistema de informação gerencial é o *Plant Information* e seus conjuntos de aplicativos. Essa ferramenta faz com que as tarefas de coletar e disponibilizar dados do processo fiquem mais fáceis, rápidas e flexíveis.

### 2.1.2 Plant Information

O sistema PI (*Plant Information*) é um conjunto de recursos para o gerenciamento de informações que tornam os dados de operação um grande recurso para a empresa. O Sistema PI coleta dados de plantas ou de processos industriais, geralmente através de sistemas de controle automatizados ou de outras fontes. Os dados são trazidos para o sistema, onde são transformados em informações úteis. Com o Sistema PI, todos os níveis da empresa ganham um ilimitado acesso a informações em tempo real, ajudando a tomar as melhores decisões de negócio. Embora o Sistema PI tenha sido usado principalmente em indústrias de processos, sua flexibilidade e sofisticação de recursos fazem dele um ativo valioso em qualquer lugar onde informações importantes precisam ser gerenciadas com precisão.

O sistema PI ajuda a otimizar o desempenho do processo, maximizando a produção e os rendimentos. As aplicações são usadas primeiramente pelos coordenadores, gerentes, e operadores, no nível de controle da planta. Hoje, há demanda por informação na direção da empresa, e mais especificamente, no estado dos produtos que saem da empresa. Os agentes de relacionamento com clientes, os gerentes de produção, os gerentes da qualidade, a área comercial, e os acionistas esperam ter o acesso à informação em tempo real.

Basicamente, o PI é um software que contém um repositório, em que são concentradas todas as informações relevantes das células de produção, diretamente ligadas aos sistemas de supervisão e controle. O PI coleta informações dos sistemas de supervisão, Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), Sistemas Digitais de Controle Distribuído (SDCDs) e sistemas ligados e os armazena em uma base de dados “real time”. Tal base tem características não encontradas nos bancos de dados convencionais, como: grande

capacidade de compactação e alta velocidade de resposta a consulta em sua base histórica. Devido a isto, é capaz de armazenar um grande volume de dados com recursos mínimos, se comparado às soluções convencionais.

A função de distribuição de dados para outros níveis organizacionais é uma das metas do PI, que através de uma série de mecanismos e aplicativos, democratiza a informação dentro da organização. Assim, informações antes acessadas apenas no local onde eram geradas, agora estão disponíveis para qualquer parte da organização com interesse nelas. Além de a informação romper a barreira dos departamentos, divisões e níveis hierárquicos, ela quebra barreiras de distância física, podendo ser acessada de sites remotos ou pela Internet. Vários softwares que utilizam o PI possibilitam a visualização da informação a grandes distâncias, entre plantas instaladas em lados opostos do globo terrestre. O grau de sofisticação de tais sistemas é tão elevado que informações são disponibilizadas no formato de tempo GMT (Greenwich Mean Time), que considera a posição terrestre.

A informação armazenada na base de dados do PI pode ser consultada de várias formas. Geralmente através de uma ferramenta gráfica, bem simples de ser usada, para que os usuários possam efetuar a pesquisa on-line, para saber o que ocorre no processo. Além disto, informações colhidas em dias e horários diferentes, podem ser exibidas em um mesmo gráfico e comparadas. Pode-se também consultar as variáveis on-line ou históricas.

As informações contidas dentro da base de dados do PI também podem ser acessadas com as ferramentas de análise de dados mais comuns do mercado, tais como Excel e Access.

O sistema PI é capaz de armazenar informações de processo com históricos que variam de 1 a 15 anos. Assim, é possível comparar informações entre vários períodos para a mesma variável, cruzar informações provenientes de células de processo distintas e efetuar análises nos dados históricos. Além disto, existem ferramentas prontas, utilizadas pelos usuários para análises avançadas de processo.

Pode-se fazer consultas a quaisquer variáveis (tags) armazenadas na base histórica do PI. Estas consultas se tornam especialmente interessantes quando comparamos uma, ou várias variáveis em momentos distintos no tempo.

Hoje a implantação de um software com estas características é o primeiro passo para quem precisa de sistemas realmente inteligentes, cujas implementações trazem grandes benefícios.

Após a implementação do PI, pode-se agregar a ele uma série de funcionalidades e outros produtos, tais como: controle avançado do processo, cálculos estatísticos on-line, sistemas de qualidade, otimização de processos, conexão com ERP, supply chain, reconciliação de dados, e-business etc.

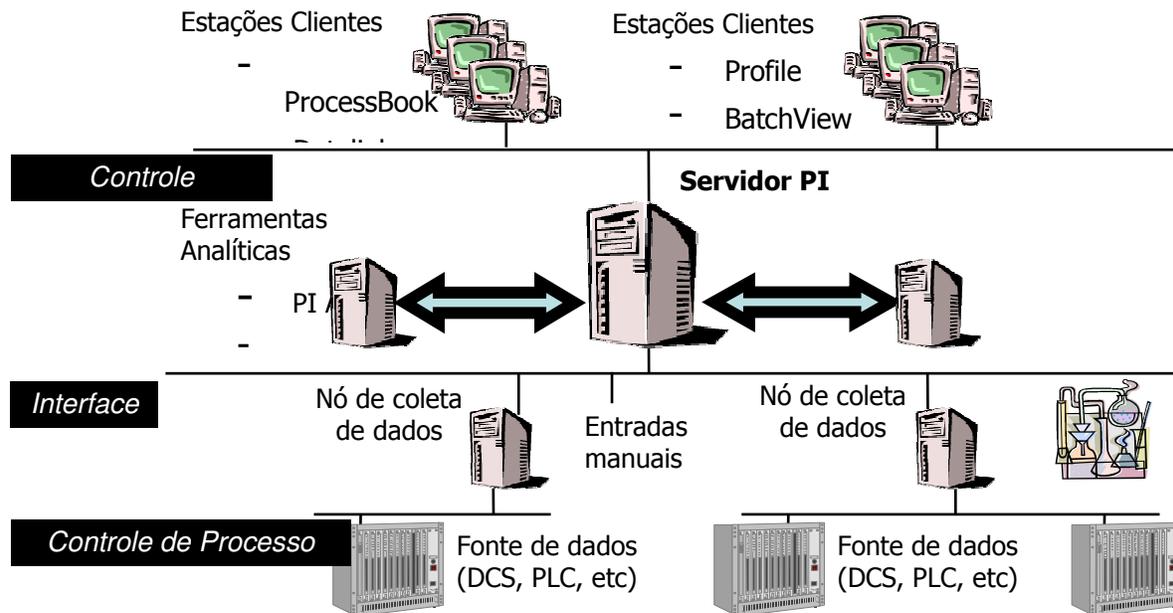
### **2.1.3 Arquitetura do Sistema PI**

O Sistema PI é um conjunto de programas baseados na arquitetura Cliente/Servidor, projetados para automatizar completamente a coleta, o armazenamento e a apresentação de informações de uma planta.

Além disso, como o Sistema PI é freqüentemente utilizado como uma plataforma de integração e desenvolvimento de aplicações, este se torna a principal conexão entre o “Chão de Fábrica” e os Níveis Gerenciais.

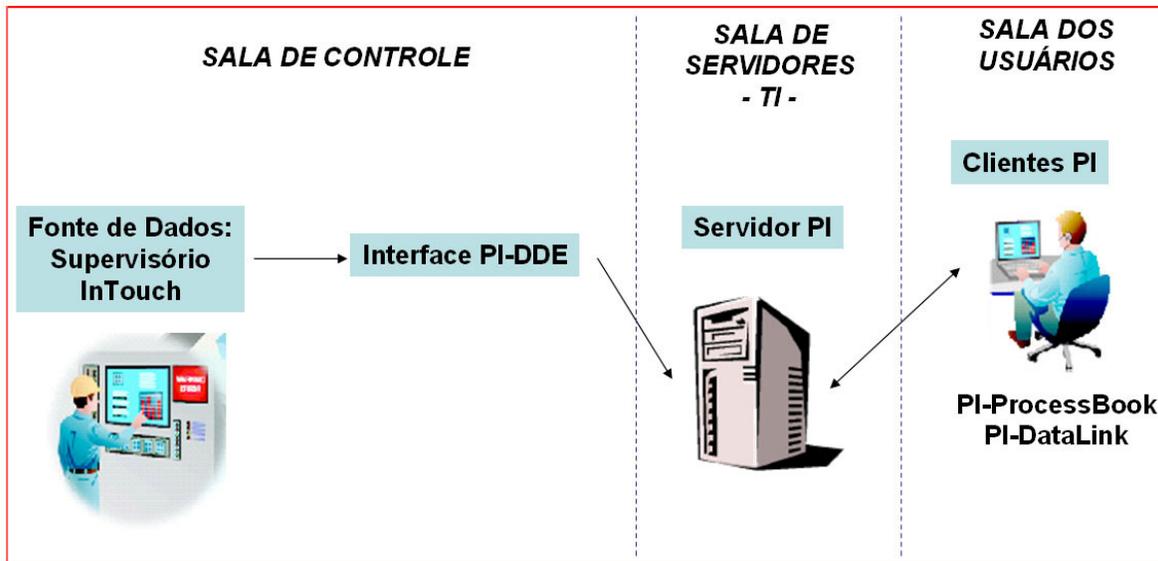
Todos os dados de processo são coletados a partir de interfaces instaladas nas Estações de Controle e Supervisão (ESC) que são conectadas indiretamente aos endereços do CLP através das telas de supervisão. Em seguida, os dados coletados a nível de interface são enviados para o Servidor PI, onde são armazenados e filtrados. E, por conseguinte, os dados são fornecidos às estações clientes, que são os usuários finais do sistema PI.

Para melhor representação, a arquitetura do Sistema PI está ilustrada com um diagrama na Figura 2.



**Figura 2 – Arquitetura do Plant Information**

Basicamente os dados de processo seguirão o fluxo conforme a Figura 3.



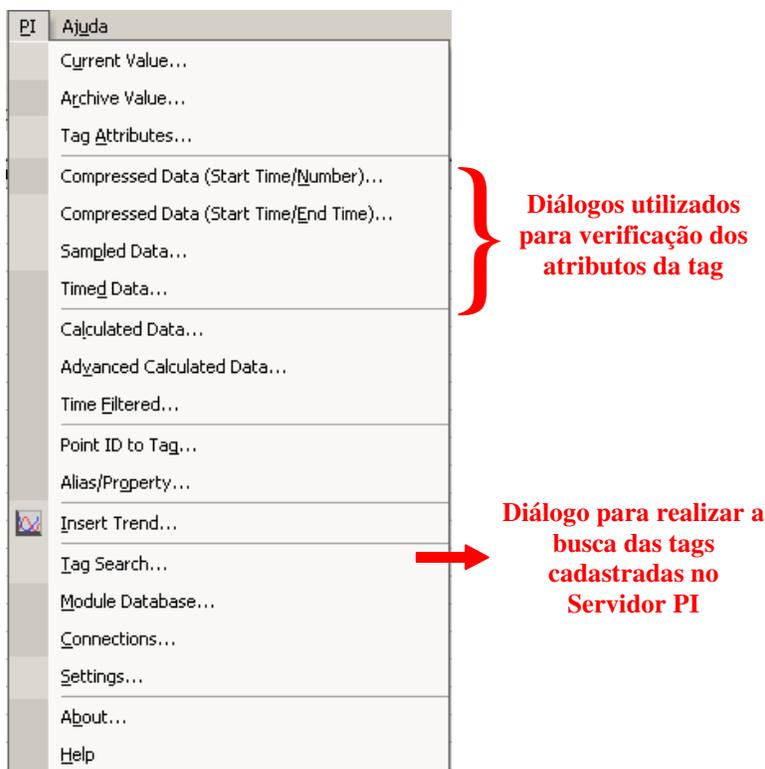
**Figura 3 – Fluxo de Dados do Plant Information**

#### 2.1.4 PI-DataLink

O *PI-DataLink* é um suplemento para Microsoft Excel<sup>®</sup> (Figura 4). Ele permite a obtenção de dados do PI diretamente nas planilhas e a criação de relatórios e gráficos complexos utilizando dados atuais ou históricos armazenados no Servidor PI.

O *PI-DataLink* inclui uma caixa de diálogo para pesquisa de dados, uma caixa de diálogo para visualização de configuração de pontos e uma caixa de diálogo para gerenciar conexões com vários sistemas PI.

Esta ferramenta foi útil para realizar as etapas de identificação dos atributos das tags cadastradas, a busca de variáveis já existentes no servidor e verificar os dados coletados pelo mesmo.



**Figura 4 – PI-DataLink - Menu do PI para o Excel®**

### 2.1.5 Atributos de TAGs

Na Tabela 1, descrevemos os principais atributos que o usuário deve preencher para efetuar o cadastramento da variável.

**Tabela 1 – Descrição dos Atributos da TAG**

<b>Campo</b>	<b>Descrição</b>
<b>TAG</b>	Identificação do ponto. É composto pelo <i>tag</i> de processo, a área operacional e o seqüencial do instrumento.
<b>Descriptor</b>	Descrição do ponto. É composto pelos campos <i>instalação</i> , <i>sistema</i> , <i>equipamento</i> , <i>variável</i> e <i>descrição</i> .
<b>Location2</b>	Nome da ESC que contém a variável.
<b>Engunits</b>	Unidade de medida da variável.
<b>Pointtype</b>	Tipo da variável armazenada.

<b>Instrumentag</b>	Nome da variável no Supervisório.
<b>Min</b>	Valor mínimo assumido pela variável
<b>Max</b>	Valor máximo assumido pela variável
<b>Typicalvalue</b>	Valor típico da variável.
<b>Excdev</b>	Tolerância do teste de exceção.
<b>Excmax</b>	Tempo máximo para o teste de exceção.
<b>Compdev</b>	Tolerância do teste de compressão.
<b>Compmax</b>	Tempo máximo para o teste de compressão.
<b>Digitalset</b>	Define o significado dos estados das variáveis digitais.
<b>Shutdown</b>	0 = caso a variável esteja indisponível, é mostrado o último valor válido; 1 = caso a variável esteja indisponível, é mostrado <i>shutdown</i> ;
<b>Pointsource</b>	Indica o local da ESC que contém a variável.
<b>Location1</b>	0 = a leitura é feita sempre que a variável muda de valor; 1 = a leitura é feita a cada período de amostragem;
<b>Location4</b>	Período de amostragem.
<b>Convers</b>	Fator usado para conversão entre unidades de medida
<b>Step</b>	0 = a consulta ao valor da variável em um dado instante de tempo resulta da interpolação entre a leitura imediatamente anterior e a imediatamente posterior (gráfico interpolado). 1 = a consulta ao valor da variável em um dado instante de tempo é igual à leitura imediatamente anterior (gráfico degrau).

O modelo da planilha se encontra no Anexo A.

### 2.1.6 Tratamento e Armazenamento dos Dados

O tratamento e armazenamento dos dados são as chaves do sucesso para um sistema de gerenciamento de informações. É através de algoritmos de compressão de dados que permite o servidor de arquivos consegue armazenar os dados por um longo período. Os dados são armazenados de forma a terem o menor número possível de amostras, mas ainda mantendo a tendência original dos dados. Isso é feito em 2 processos:

### **2.1.6.1 Teste de Exceção**

O primeiro tratamento de dados realizado pelo PI é o Teste de Exceção, que é realizado no servidor de interface. Este teste evita que todos os dados capturados sejam enviados para serem armazenados no banco de dados, o que geraria muita redundância. Os dados somente passam neste teste quando ocorre uma variação acima da tolerância determinada pelo atributo Excdev (Tabela 1).

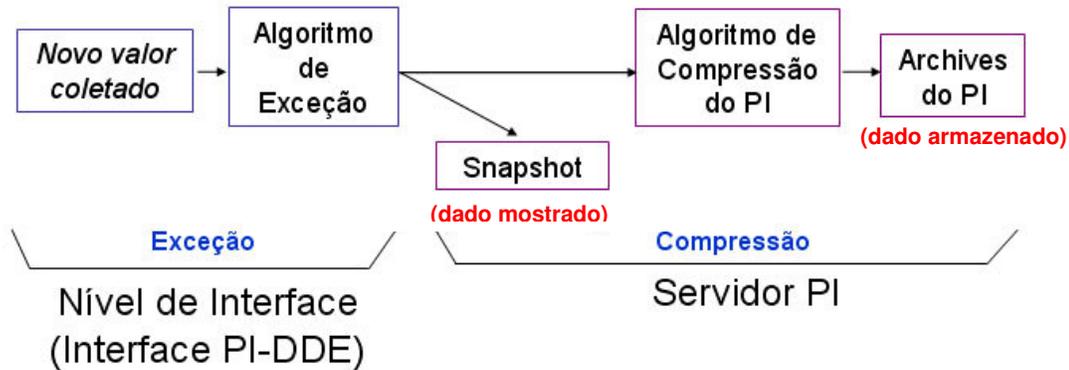
Após este teste, e caso atenda aos valores configurados, o valor atual e o valor anterior são enviados para o Snapshot e Teste de Compressão.

### **2.1.6.2 Snapshot**

O snapshot é uma estrutura de dados na memória principal do servidor que retém os dados mais recentes enviados pelo Teste de Exceção. Os snapshots vão sendo sobrescritos à medida que novos dados chegam.

### **2.1.6.3 Teste de Compressão**

O Teste de Compressão é similar ao Teste de Exceção. A partir das amostras que passaram pelo teste de exceção, o algoritmo de compressão interpola linearmente com a amostra seguinte e verifica se está dentro da faixa de desvio definida pelo o usuário. Se a amostra analisada passar deste desvio, isto é se ela não interpolar linearmente, a amostra anterior é armazenada no Servidor do *Plant Information*. Semelhante ao Teste de Exceção, os valores também podem ser ajustados para cada TAG, através do Compdev (Tabela 1). A seqüência destes testes estão apresentadas na Figura 5.



**Figura 5 – Tratamento de Dados do Plant Information**

É demonstrado na Figura 6 – Ilustração um exemplo dos resultados obtidos após os testes de exceção e compressão a partir de uma fonte de dados.



**Figura 6 – Ilustração dos dados após os testes de exceção e compressão**

## 2.1.7 Descrição das Atividades Realizadas

### 2.1.7.1 Seqüência para Cadastramento

Quatro recursos são necessários para se dar início ao cadastramento das variáveis no *Plant Information*:

- Fluxograma de Engenharia:

É através do fluxograma de engenharia da instalação que o usuário tem referência para identificar o instrumento transmissor que é representado no supervisão. Além disso, o fluxograma identifica o seqüencial correto do instrumento para ser cadastrado no servidor PI.

- Requisição das variáveis a serem cadastradas pelos clientes:

Devido ao grande número de variáveis existentes nos supervisórios para serem cadastrados, os cadastramentos durante o período de estágio foram sendo realizados em função da demanda dos clientes. Mesmo quando os clientes forneciam todos os dados básicos para efetuar o cadastramento das variáveis, os pedidos de cadastramento eram sempre avaliados, verificados e corrigidos para finalizar o processo de cadastramento.

- Supervisório:

A tela do supervisório, baseado em sistema InTouch, é a ferramenta que indica as variáveis que podem ser cadastradas. Além disto, ajuda na identificação do transmissor em relação ao fluxograma de engenharia para o correto preenchimento da variável. Os instrumentos e as medições ligadas ao supervisório são as únicas variáveis que podem ser cadastradas, pois como foi visto anteriormente na arquitetura do sistema PI, as máquinas de supervisão estão conectadas aos endereços do CLP, que por sua vez está ligado aos instrumentos do campo. Não é permitido ao Sistema PI acessar diretamente os CLPs.

- Planilha-modelo para cadastramento das variáveis:

A planilha-modelo serve para auxiliar no preenchimento de todos os atributos exigidos para o cadastramento da variável no servidor PI, organizando os preenchimentos das informações e atributos.

### **2.1.7.2 Atualização do Padrão para Gerenciamento dos Dados Operacionais (GDO)**

Durante o estágio, foi atualizado o documento referente às diretrizes e procedimentos para orientar a implementação do Gerenciamento de Dados Operacionais (GDO), na Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE).

Dentre as atualizações destacam-se:

- Detalhamento dos atributos de tags;
- Alterações na planilha de cadastramento;

### **2.1.7.3 Planilha Modelo**

Anteriormente, os cadastramentos das novas tags eram sempre realizados em uma planilha padrão feita no Excel®. Porém, como aumentou o número de variáveis para serem cadastradas, exigiu-se uma forma de automatizar o processo de cadastramento das variáveis. Logo, durante o estágio, uma das atividades foi modificar a planilha de acordo com as exigências da ST/EIPA para que fosse possível usar macros – comandos efetuados sobre as células do Excel®. Com isto, a planilha foi dividida em 4 abas: Remover, Adicionar, Modificar Atributo e Renomear. A descrição do que o usuário deve realizar em cada aba encontra-se na Tabela 2

**Tabela 2 – Descrição das abas da planilha**

<b>Aba</b>	<b>Descrição</b>
<i>Remover</i>	Listar todas as tags que devem ser removidas.
<i>Adicionar</i>	Relacionar as novas tags a serem cadastradas.
<i>Modificar Atributo</i>	Listar as tags que devem ter seus atributos modificados. Mesmo que precise mudar apenas um atributo, o usuário deve listar todos os atributos devidamente preenchidos. O campo TAG não pode ser alterado nesta aba.
<i>Renomear</i>	Nesta aba o usuário deve inserir as tags que terão apenas o seu nome substituído.

O modelo da planilha encontra-se no Anexo A.

#### **2.1.7.4 Manual Passo-a-Passo para o Cadastramento das Variáveis**

Para auxiliar no processo de aprendizagem do cadastramento das variáveis de processo no Servidor PI, foi desenvolvido um manual básico para que os novos usuários aprendessem a preencher as planilhas de cadastramento com mais agilidade.

Os principais assuntos abordados pelo o manual são:

- Auxílio na identificação dos fluxogramas de engenharia através do SINDOTEC (banco de dados de documentos da Petrobras);
- Obtenção das informações das tags nos supervisórios (comentário, unidade de engenharia, nome da tag, etc);
- Padronização nos nomes das tags a serem cadastradas no PI;

- Manuseio da planilha para cadastramento das variáveis de processo;
- Auxílio nos passos para o preenchimento dos atributos das tags;
- Auxílio nos passos para a verificação das variáveis que foram cadastradas.

### 2.1.7.5 Variáveis Cadastradas

A finalidade do cadastramento das variáveis é permitir que os usuários do *Plant Information* sejam capazes de observar as medições feitas nas instalações de sua área, ou até mesmo de outras áreas da UN-RNCE, a partir do seu próprio computador. Além disso, o cadastramento das variáveis permite que os usuários criem telas de supervisão das instalações de produção através do *PI-ProcessBook*, outra ferramenta do *Plant Information*. Estes usuários passam então a gerenciar as informações das variáveis já cadastradas de forma amigável, através de telas de sistemas supervisórios que podem ser desenvolvidas baseando-se no mesmo supervisório da instalação de produção que contém essas variáveis no sistema *Plant Information*.

Durante o estágio, foi efetuado o preenchimento das variáveis dos seguintes processos:

- EMEDs (Estações de Medições Fiscais) do Ativo Mossoró:
  - Riacho da Forquilha (RFQ);
  - Livramento (LV);
  - Upanema (UPN);
  - Leste Poço Xavier (LPX);
  - Lorena (LOR).

- Canto do Amaro (CAM)
- Foram cadastradas todas as variáveis relacionadas às estações coletoras de óleo dessa mesma área do Ativo Mossoró;
- Variáveis ligadas ao processo de gás lift e do vaso separador das plataformas de Ubarana 1, 8 e 9 (PUB-1, PUB-8, PUB-9);
- Estação Coletora de Monte Alegre (MAG).

Essas estações da UN-RNCE estão destacadas na Figura 7.

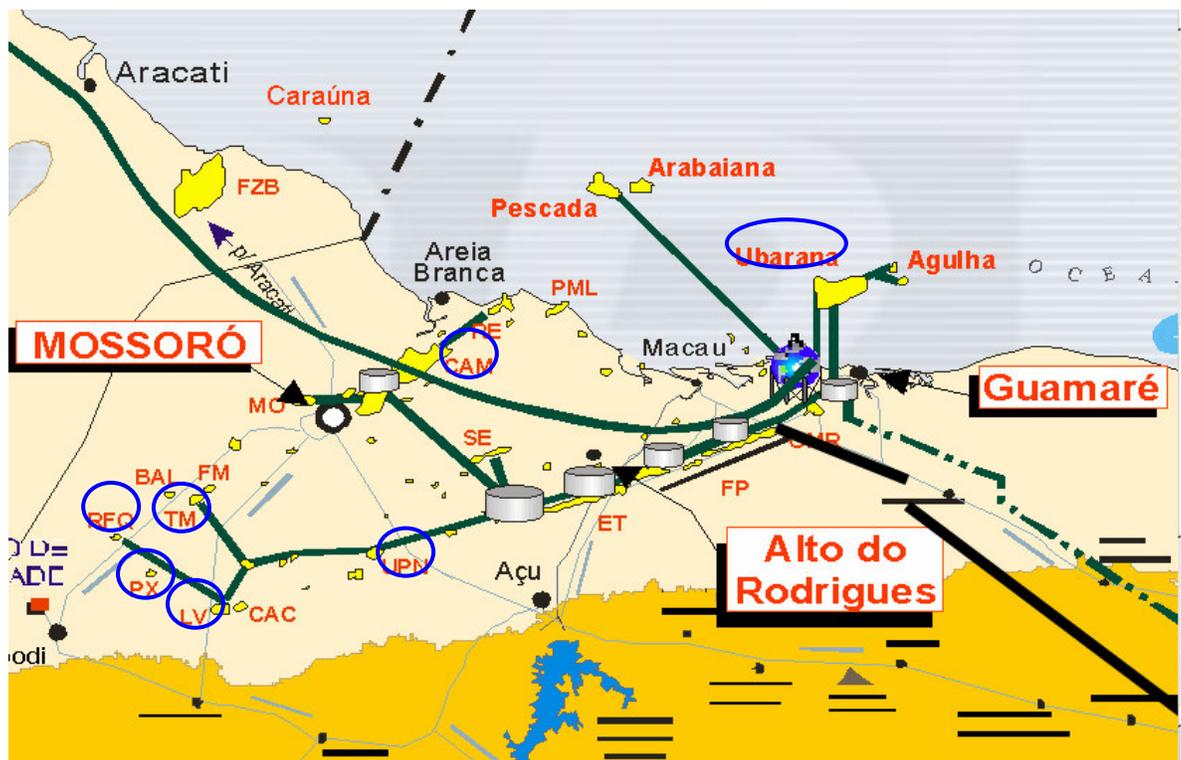
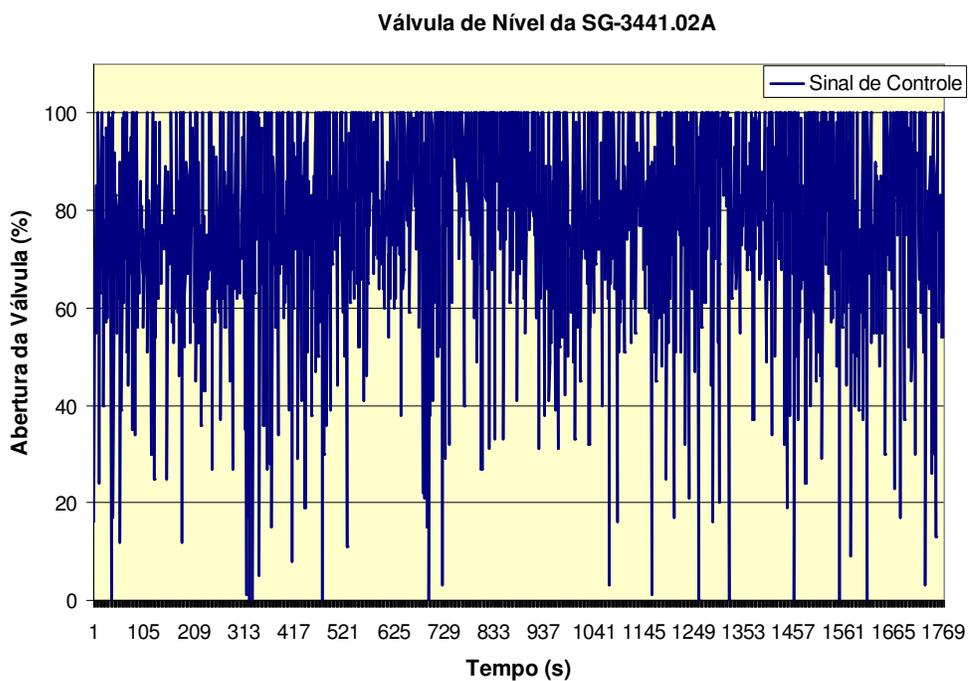


Figura 7 – Destaque das estações que tiveram suas variáveis cadastradas

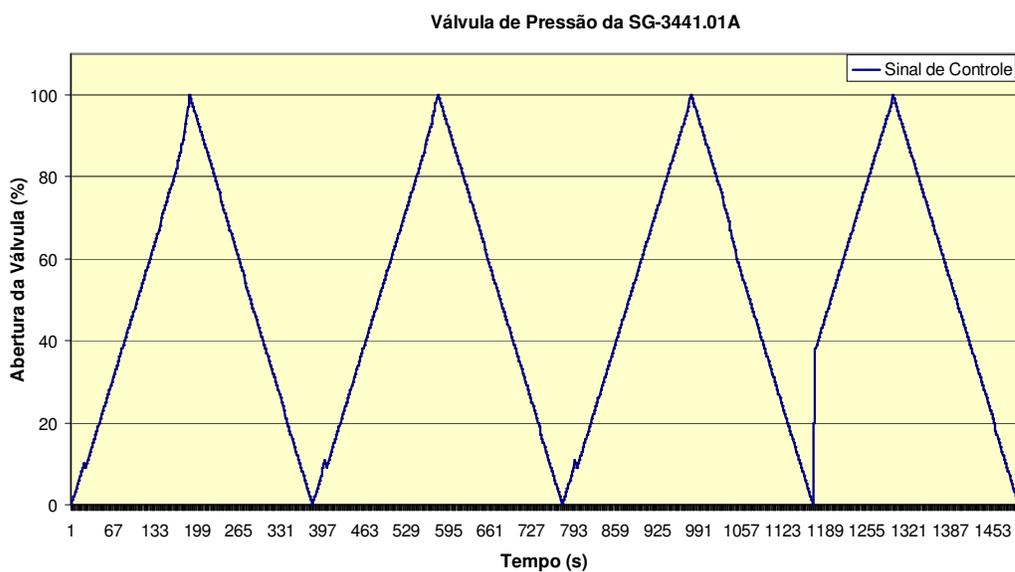
### 2.1.7.6 Verificação das Tags Cadastradas

Após um período de 12 a 24h do cadastramento dos tags no servidor PI, o usuário deve efetuar uma verificação para analisar se os dados cadastrados apresentam consistência nas medições, de acordo com o processo no qual está envolvido. Caso surja alguma tag inconsistente, desativada ou fora do padrão, ela é removida ou modificada apropriadamente.

Através de uma visita ao campo na Área Sul do Ativo de Mossoró, foi constatado que por vezes os supervisórios apresentavam tags de instrumentos que ainda não estavam instalados, ou que estavam descalibrados ou desativados. A invalidez das leituras levou à remoção de algumas tags cadastradas anteriormente por outros usuários. Outra vantagem de fazer as verificações após o cadastramento foi a possibilidade de identificar problemas operacionais no campo. Por exemplo, foi observado que processos controlados por válvulas de pressão e de nível estavam mal sintonizados na estação de Livramento (LV). Nas Figura 8 e Figura 9 – é demonstrado o comportamento das duas tags cadastradas no servidor PI que apresentavam oscilações na abertura das suas válvulas.



**Figura 8 – Abertura da Válvula de Nível no Separador de Gás da Estação de Livramento**



**Figura 9 – Abertura da Válvula de Pressão no Separador de Gás da Estação de Livramento**

Nesses dois casos foram enviados os dados coletados no PI durante um período de 2 horas, além de sua possível causa, para o engenheiro responsável do setor de Manutenção e Inspeção (MI) do respectivo Ativo. Trata-se de um exemplo do uso da ferramenta para melhorar o processo.

## 2.2 Sistema de Detecção de Vazamentos

### Atividades Propostas

- Realizar testes de vazamentos no duto CAM-SE-ETA.
- Conhecer o sistema de detecção de vazamentos da UN-RNCE centralizado em Guamaré (UTPF).

### Atividades Desenvolvidas

- Acompanhamento de uma reunião de análise de risco.
- Sintonização do sistema de detecção de vazamentos.

### 2.2.1 O que são Sistemas de Detecção de Vazamentos

Um sistema de dutos é o meio mais seguro e econômico para transportar petróleo e seus derivados, interligando regiões produtoras, plataformas, refinarias, terminais marítimos, parques de estocagem e os centros consumidores. Os sistemas de detecção de vazamentos em oleodutos são de grande importância para empresas petrolíferas, não somente para evitar perda de produção, mas também para evitar as consequências legais de derramamentos nocivos ao meio ambiente.

Um dos principais problemas existentes na área de transporte de petróleo por dutos é a ocorrência de vazamentos. Embora as empresas que atuam neste ramo executem medidas preventivas, sempre estão sujeitas a um colapso da tubulação devido à ação de agentes de natureza físico-químicos que acabam por deteriorar a parede do tubo, tornando

as instalações de escoamento de fluidos susceptíveis a acidentes operacionais com perda de produto para o meio exterior.

Uma ferramenta utilizada na Petrobras que funciona como um sistema de detecção de vazamentos é o *LeakNet*.

## **2.2.2 Descrição da Atividade**

Esta atividade teve como principal objetivo analisar como o sistema estava se comportando no trecho de Canto do Amaro — Serraria — Estreito-A (CAM-SE-ETA). Para isso efetuou-se simulações de vazamentos nas proximidades do início e do fim do trecho.

Em paralelo foram feitos os ajustes necessários para deixar o sistema de detecção neste trecho sintonizado — diz-se que o sistema está sintonizado quando ele acusa alarme de vazamento apenas quando o mesmo ocorre realmente.

### **2.2.2.1 Análise de Risco**

Com o objetivo de executar simulações de vazamento no duto CAM-SE-ETA, foi necessário realizar uma reunião de análise de risco para analisar os possíveis riscos da simulação a ser executada. Os principais pontos analisados como riscos foram:

- Pressão máxima do duto;
- Viabilização dos pontos de corrosão como pontos para simulações do vazamento.
- Uso de caminhões sugadores para armazenar o óleo vazado na simulação
- Presença de gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) no duto.

- Análise do risco das válvulas roscadas para a simulação.

Para cada risco foram definidas medidas de segurança a serem seguida por toda a equipe, a fim de garantir a segurança das operações e prover resposta rápida a qualquer tipo de acidente.

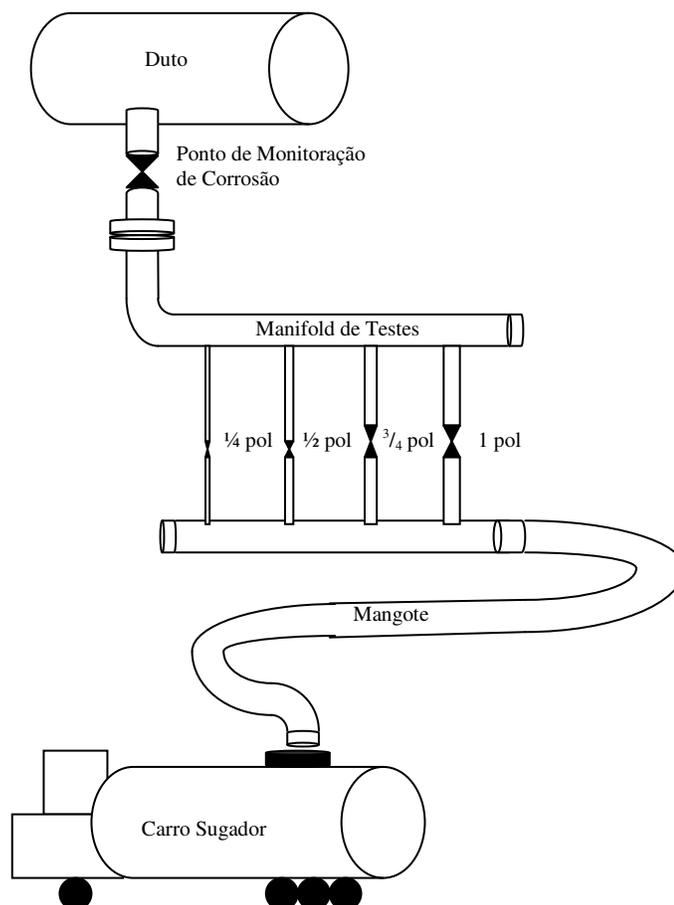
### **2.2.2.2 Procedimento do Teste do LDS (Leak Detection System)**

As simulações de vazamentos realizados nos dutos seguiram os seguintes procedimentos:

1. A equipe de campo faz a instalação do manifold de teste e dos equipamentos de segurança, enquanto a equipe da UTPF checa a coleta de dados e ajusta as configurações do LDS. Para a realização dos testes, é necessário que o duto esteja transferindo.
2. Quando tudo está pronto, o coordenador pede à equipe de campo para abrir a válvula de 1” e anota o instante em que o vazamento teve início. A equipe da UTPF observa o comportamento do duto e a resposta do LDS.
3. Quando o vazamento é alarmado, o coordenador anota o momento do alarme e pede à equipe de campo para fechar a válvula.
4. A equipe de campo mede o volume acumulado no carro sugador.
5. Caso o LDS não detecte o vazamento (após encher o carro sugador ou após um intervalo de 15 minutos), a válvula é fechada e o teste é novamente repetido.

6. O procedimento é repetido para as demais válvulas ( $\frac{3}{4}$ " e  $\frac{1}{2}$ " ) até que o LDS passe a não acusar os vazamentos. O vazamento de menor diâmetro é sempre testado duas vezes para confirmar a capacidade do LDS de detectá-lo.
7. Após a conclusão dos testes, o manifold de teste é desmontado e o sensor de monitoração de corrosão é recolocado no duto. O carro sugador é levado para descarregar o óleo coletado na Estação mais próxima do local.

O esquema de como são organizados os equipamentos para realizar as simulações de vazamentos descritos anteriormente se encontra na Figura 10.



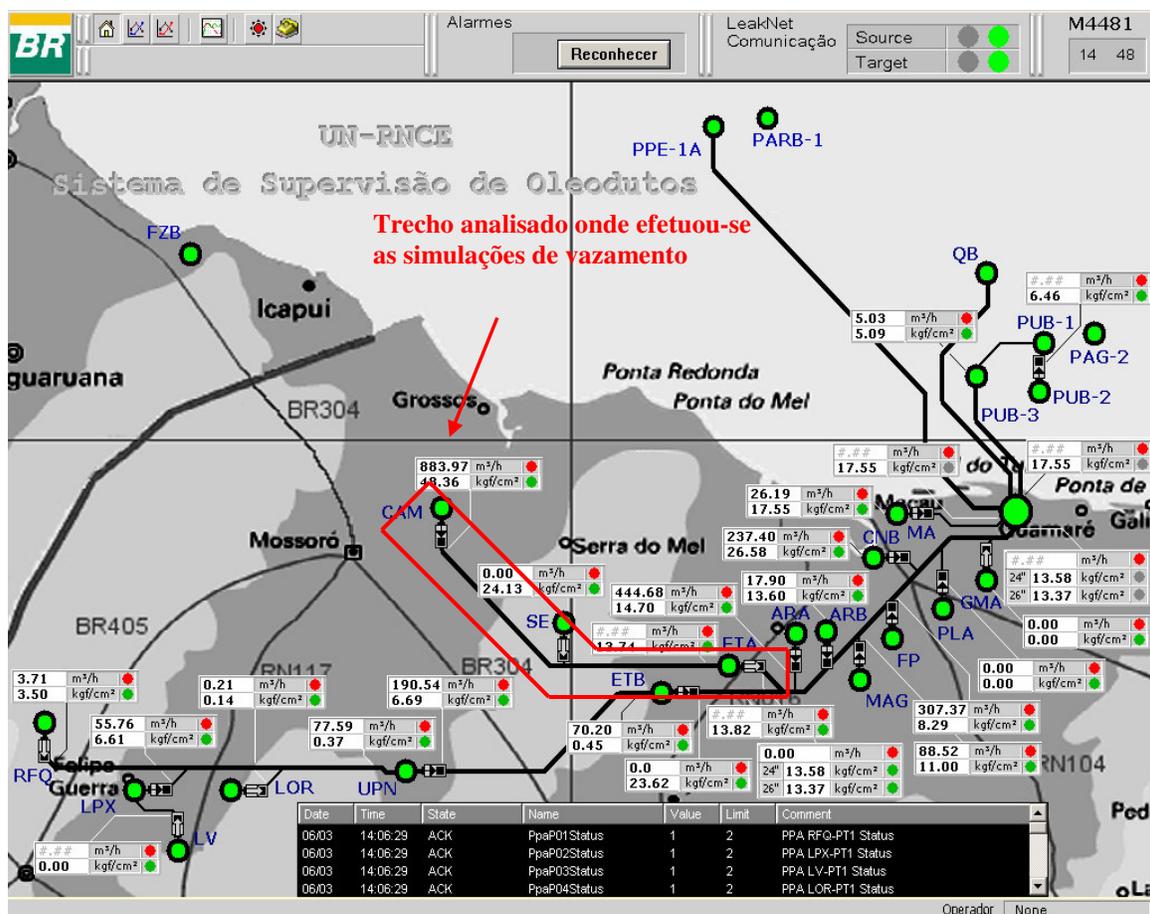
**Figura 10 – Esquema da montagem para simulações de vazamentos**

### 2.2.2.3 LeakNet

O *LeakNet* (Figura 11), software desenvolvido pela *EFA Technologies, Inc.*, é o sistema que a UN-RNCE atualmente utiliza para detectar vazamentos em oleodutos dos principais dutos, englobando desde as principais estações coletoras terrestres até as plataformas marítimas. O supervisionamento do sistema encontra-se no Pólo de Guamaré (Figura 12). Na sala de controle existe uma máquina dedicada para executar o algoritmo de detecção. Além da supervisão, é na mesma máquina que o usuário sintoniza a sensibilidade do sistema.



**Figura 11 – LeakNet**



**Figura 12 – Supervisor dos Dutos**

Baseado em um método patenteado de análise pontual de pressão, *PPA<sup>TM</sup>* (*Pressure Point Analysis*), o *LDS* (*Leak Detection System*) pode utilizar pontos de medições de pressão ou vazão através de qualquer instrumento suficientemente sensível. O adicionamento de pontos de medição é usado para configurar um *SmartPoint*, que é o processamento inteligente de alarmes do *LeakNet*.

O *SmartPoint* pode conter uma coleção de pontos de medição que configurados através de uma lógica booleana, pelo usuário, é capaz de decidir em que condição o trecho em estudo pode apresentar vazamento.

O *SmartPoint* é uma grande ferramenta para evitar falsos alarmes. Por exemplo, uma das grandes influências de alarmes falsos nos sistemas de detecção de vazamentos são os transitórios de liga e desliga das bombas de transferências das estações coletoras. Para evitar estes falsos alarmes ocasionados por bombas, o *SmartPoint* permite que o sistema conecte-se ao sistema de supervisão da estação coletora e reconheça quando as bombas são acionadas. Assim, o usuário pode pré-determinar o tempo do transitório das bombas e, quando ocorrer algum acionamento de bomba, a lógica que contiver o ponto medido entrará em modo “*restricted*”, ou seja, inativo, por um breve período, enquanto durar o transitório, para evitar o anúncio de um alarme falso referente ao liga e desliga daquela bomba.

Em suma, o algoritmo *PPA*<sup>TM</sup> baseia-se na análise da pressão e vazão do duto antes e depois que um vazamento ocorre. Através de configurações no sistema *LeakNet* o usuário é capaz de alterar desde o tamanho da janela de amostragem e a taxa de sensibilidade da variação de pressão, até o tempo em que leva para entrar no modo “*reset*” (modo em que o ponto de medição reinicia seu estado inicial), recurso utilizado quando um duto não está vazando, e as mudanças na pressão e velocidade ocorrem a baixas taxas, ficando fora da faixa de ocorrência de vazamento.

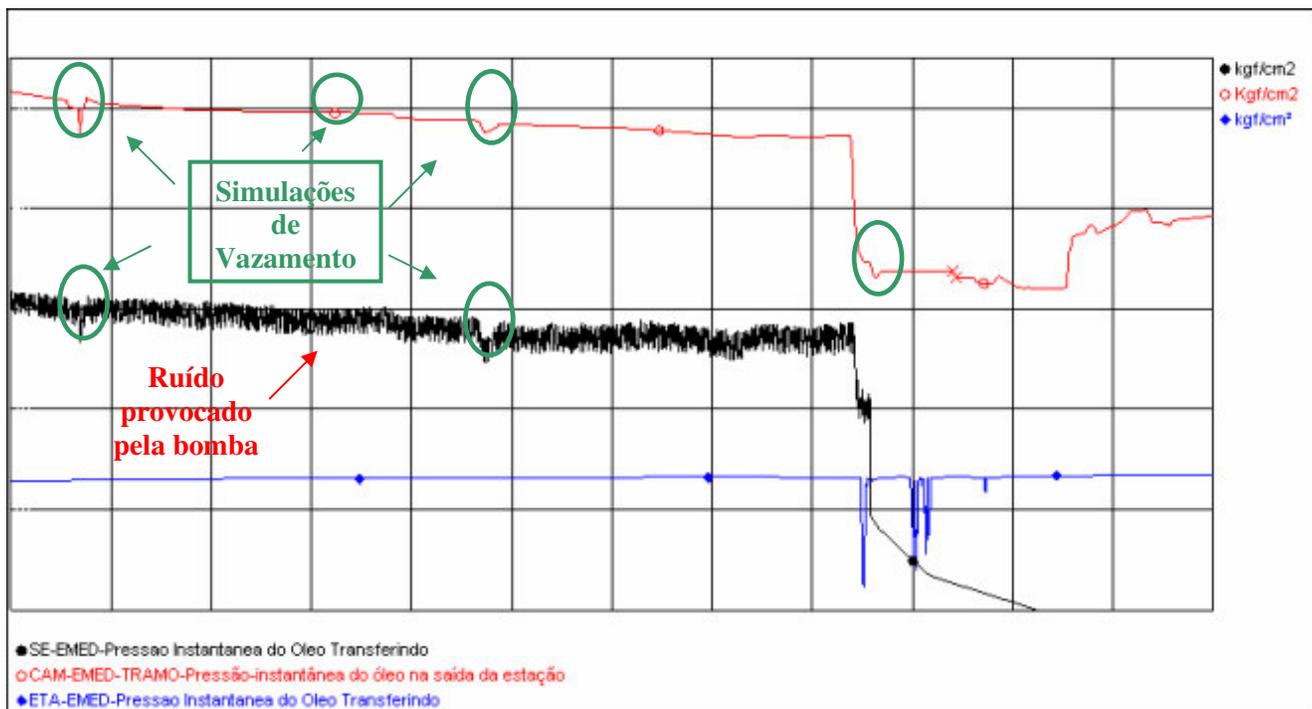
#### **2.2.2.4 Simulação de Vazamentos e Sintonização do LeakNet**

Para o trecho do oleoduto em estudo, Canto do Amaro — Serraria — Estreito-A (CAM-SE-ETA), foram utilizadas as medições de pressão da saída da estação de CAM e SE e a medição de pressão na entrada de ETA.

Durante as simulações de vazamento observou-se que, primeiramente, as taxas de sensibilidade para acusar um vazamento estavam fora das faixas esperadas.

Durante os testes, verificou-se que os acionamentos de outras bombas estavam gerando alarmes falsos. Procedeu-se então a uma reprogramação da lógica de anúncio de alarmes para que o alarme só fosse anunciado após verificar-se que não houve acionamento de bombas em outras instalações.

Uma amostra de dados de pressão onde foram simuladas alguns vazamentos é ilustrado na Figura 13.



**Figura 13 – Tendência dos sinais de pressão das estações**

Após essas alterações o sistema se comportou estável e sem alarmes falsos, porém o operador foi deixado de sobreaviso para informar o suporte técnico (ST/EIPA) caso o sistema alertar um vazamento neste trecho nos primeiros dias após a sintonia.

## **2.3 Atividades de Projeto - Planta de Biodiesel**

### **Atividades Propostas**

- Estudar as normas de instrumentação e automação para projeto.
- Conhecer as fases de um projeto
- Conhecer o projeto da Planta de Biodiesel

### **Atividades Desenvolvidas**

- Revisão dos fluxogramas de engenharia da planta de Biodiesel.
- Dimensionamento do CLP
- Preenchimento das folhas de dados e dos pedidos de requisições dos instrumentos.

### **2.3.1 Sobre a Planta de Biodiesel**

As atividades de projetos durante o estágio tiveram como foco o projeto de adaptação da antiga planta de Biodiesel UEB-01 (Unidade Experimental de Biodiesel), localizada no pólo de Guamaré (Figura 14), em batelada para uma planta com produção contínua.

O projeto para a nova planta exigiu a participação do Suporte Técnico da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte para realizar a sua execução.

O ST/EIPA ficou encarregado de projetar as adaptações da planta nos ramos de engenharia de automação e instrumentação, processamento e mecânica. As atividades do estágio se focaram no projeto básico de automação e instrumentação.



**Figura 14 – Planta Experimental de Biodiesel no Pólo de Guamaré**

## **2.3.2 Descrição das Atividades**

### **2.3.2.1 Fases do Projeto**

Para início da atividade foi necessário entender primeiramente as três fases de um projeto de automação e instrumentação. São elas nesta ordem de execução:

- Projeto Conceitual;
- Projeto Básico;
- Projeto Executivo (Detalhamento)

As atividades do estágio se concentraram no projeto básico e executivo da planta de Biodiesel.

#### **2.3.2.1.1 Projeto Conceitual**

É a expressão da idéia, que traduz a vontade da Unidade de Negócios, suas principais necessidades, características, e os primeiros dados. É a base para desenvolvimento do projeto básico.

Elaborado pela Unidade de Negócios, o projeto conceitual precisa ser flexível para ser alterado e melhorado, porém suas bases devem ser preservadas para impedir o retrocesso ou mudanças nos fundamentos do projeto.

#### **2.3.2.1.2 Projeto Básico**

É o resultado dos estudos que de uma maneira mais ampla tornam possível a avaliação da viabilidade da execução do projeto conceitual.

Permite o levantamento de dúvidas e soluções, podendo envolver o desenvolvimento de novas tecnologias, o uso das técnicas já consagradas pela experiência da empresa.

Gera as premissas que orientarão o projeto executivo (detalhamento).

#### **2.3.2.1.3 Projeto Executivo**

Visa a construção do objeto do projeto.

Detalha tudo o que será montado. Desce ao nível do parafuso, onde deve especificar de modo que possa ser comprado, todo o material que será utilizado. Deve explicar, também, como será montado e interligado, e, deve-se ainda, gerar um manual de operação que permita fazer o projeto funcionar.

### **2.3.2.2 Normas Utilizadas para Instrumentação e Automação**

Ao decorrer da atividade foi necessário pesquisar as normas técnicas da Petrobras. Para os projetos de instrumentação e automação as principais normas utilizadas são:

- N-1882 - Critérios para Elaboração de Projetos de Instrumentação
- N-1883 – Apresentação de Projeto de Instrumentação
- N-76 – Materiais de Tubulação

- N-1931 – Material de Tubulação para Instrumentação
- N-2595 – Critérios de Projeto e Manutenção para Sistemas Instrumentados de Segurança em Unidades Industriais

### 2.3.2.3 Revisão dos Fluxogramas de Engenharia

As atividades de revisão visam modificar, corrigir e adaptar o fluxograma de acordo com a necessidade do projeto conceitual, as modificações feitas pelos idealizadores e, também, pelo restante da equipe.

Após instrumentar, automatizar e listar todos os instrumentos da planta, a partir dos fluxogramas de processo, o engenheiro de automação deve começar a revisar minuciosamente o novo fluxograma de engenharia.

Com auxílio do Eng. Vicente Delgado, do ST/EIPA, foi dada o início a uma série de revisões dos fluxogramas de engenharia da planta de Biodiesel.

Os principais pontos que eram observados no fluxograma durante a revisão foram:

- Analisar a lógica das malhas de controle;
- Verificar a necessidade de alguns instrumentos nos equipamentos da planta;
- Verificar se os tags dos instrumentos estavam de acordo com a malha e a lista preliminar de instrumentos;
- Analisar os erros cometidos pelo desenhista.

Durante as revisões dos fluxogramas, além das áreas de instrumentação e automação, vivenciou-se a participação dos outros engenheiros do projeto, onde suas áreas

vão desde processos, elétrica e mecânica, que influenciavam em algumas decisões de instrumentação e de automação da planta.

Estas revisões foram úteis para o aprendizado, pois através da mesma viu-se como funciona a dinâmica de um grupo de engenheiros em cima de um projeto multidisciplinar. As trocas de informações, as divisões de atividades e os comentários são necessários para o sucesso do projeto.

#### **2.3.2.4 Folha de Dados e Requisição dos Instrumentos**

Primeiramente definem-se os documentos necessários para realizar a compra dos instrumentos:

- Folha de dados dos instrumentos (FD): Formulários padronizados, utilizados para especificar os instrumentos para compra e devem conter; tag, serviço, dados de operação, características técnicas como materiais, sinais, alimentação, conexões, acessórios, etc.
- Requisição de materiais (RM): Especifica e quantifica os materiais, equipamentos e sistemas. Emitido em conjunto com a folha de dados (RM e FD se completam).

Através da lista preliminar de instrumentos dividiram-se os diferentes tipos de instrumentos e os campos das FDs e RMs foram sendo devidamente preenchidos.

Por meio desta atividade foi acrescentado como experiência todo o procedimento de especificação do instrumento, foram observados os atributos mais importantes do instrumento para efetuar a compra, além de participar de toda a discussão de especificação dos instrumentos de acordo com as dimensões fornecidas pelo projeto de Biodiesel.

### 2.3.2.5 Dimensionamento do CLP

Uma das etapas do projeto básico de instrumentação e automação é o dimensionamento do CLP.

Através da planilha contendo todos os instrumentos analógicos e digitais, quantificou-se o número de entradas e saídas, analógicas e digitais. A partir desse número, e com uma margem de erro de 20%, foi dimensionado o painel do CLP para a planta de Biodiesel.

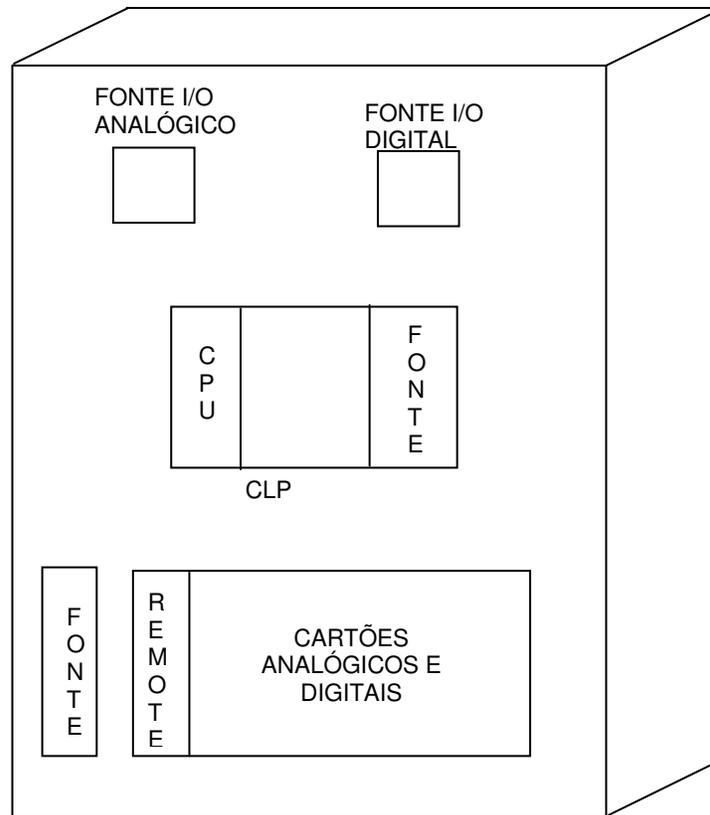
Visando o aproveitamento de um painel de CLP desativado na Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) no pólo de Guamaré, foram analisados e quantificados os equipamentos que poderiam ser reaproveitados. Os demais equipamentos ausentes foram especificados e quantificados.

#### 2.3.2.5.1 Equipamentos Necessários para o Painel

Uma das possíveis arquiteturas para um painel de CLP deve conter os seguintes equipamentos:

- Fontes para os instrumentos de campo analógicos e digitais;
- CLP;
- Fonte do CLP;
- Cartões para entradas e saídas, analógicas e digitais;
- Remote I/O (unidade de acesso remoto);
- Chassis para o CLP e para os cartões.

O esboço do painel para a planta de Biodiesel pode ser visto na Figura 15.



**Figura 15 – Painel convencional para um CLP**

### 3 Conclusão

O estágio atingiu o objetivo principal que foi a execução de atividades específicas na área de automação e instrumentação. O contato direto com a PETROBRAS proporcionou um vínculo agradável e satisfatório e exerceu-se um trabalho ao nível de responsabilidades do cargo do um profissional desta área de atuação.

O estágio supervisionado foi de grande importância, pois o contato aluno-empresa, trouxe benefícios tanto à empresa quanto à Universidade. Foram importantes também as interações com os diversos profissionais especializados nas mais diversas áreas da engenharia, enriquecendo assim, os conhecimentos e conseqüentemente a experiência do aluno.

Os resultados foram alcançados de forma satisfatória no decorrer do estágio, e a disciplinas cursadas na Graduação foram muito importantes para realização, de maneira mais rápida e eficaz, das atividades realizadas no decorrer do estágio.

Em suma o estágio cumpriu o papel a que se propunha, proporcionando a realidade do trabalho de um engenheiro numa empresa de grande porte.

## 4 Bibliografia

Bartz, G. M., Vanni, E. T. “Noções de Projeto de Instrumentação e Automação”, Programa Trainees Petrobras – Engenheiros de Equipamentos Júnior Eletrônica.

EFA Technologies, Inc. <http://www.efatech.com>

Normas da Petrobras e ISA (Instrument Society of American).

A Petrobras, [http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads\\_Petrobras.html](http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Petrobras.html)

PI-Client - Fundamentos, apostila de treinamento, UN-BA/ST-EIPA.



Anexo A

MODELHO DA PLANILHA PARA CADASTRAMENTO DAS TAGS NO SERVIDOR PI

ABAS ADICIONAR e MODIFICAR ATRIBUTO

TAG	DESCRIPTOR	LOCATION2	ENGUNITS	POINTTYPE	INSTRUMENTTAG	MIN	MAX	TYPICALVALUE	EXCDEV

EXCMAX	COMPDEV	COMPMAX	DIGITALSET	SHUTDOWN	POINTSOURCE	LOCATION1	LOCATION4	CONVERS	STEP



ABA PREENCHIMENTO

ISA5.1	ÁREA DA N-1710	N° PROCESSO	UNIDADE	INSTALAÇÃO	SISTEMA	EQUIPAMENTO	VARIÁVEL/ FUNÇÃO	COMPLEMENTO	LOCATION2	ENGUNITS	POINTTYPE

INSTRUMENTTAG	MIN	MAX	TYPICAL VALUE	EXCDEV	EXCMAX	COMPDEV	COMPMAX	DIGITALSET	SHUTDOWN	POINT SOURCE	LOCATION1	LOCATION4	CONVERS	STEP

