

Monografia de Graduação

Implementação do sistema de automação do laboratório de análise e medição de petróleo usando Fieldbus

Eudes Gomes de Araújo Júnior

Natal, agosto de 2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE – UFRN
PROGRAMA DE RECURSOS HUMANOS DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO-14
DEPARTAMENTO DE COMPUTAÇÃO E AUTOMAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

**IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DO
LABORATÓRIO DE ANÁLISE E MEDIÇÃO DE
PETRÓLEO USANDO FIELDBUS**

EUDES GOMES DE ARAÚJO JÚNIOR

Orientador: Prof. Dr. Andrés Ortiz Salazar
(DCA/LAMP/UFRN)

Co-Orientador: Prof. Dr. André Laurindo Maitelle
(DCA/REDIC/UFRN)

EUDES GOMES DE ARAÚJO JÚNIOR

**IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DO
LABORATÓRIO DE ANÁLISE E MEDIÇÃO DE
PETRÓLEO USANDO FIELDBUS**

Orientador: Prof. Dr. Andrés Ortiz Salazar

(DCA/LAMP/UFRN)

Co-Orientador: Prof. Dr. André Laurindo Maitelle

(DCA/REDIC/UFRN)

Monografia apresentada a Universidade Federal do Rio Grande do Norte, junto ao programa de recursos humanos ANP-14 como pré-requisito para obtenção especialização em processos de plantas industriais de petróleo e gás natural.

O que sabemos é uma gota.
O que ignoramos é um oceano.

Isaac Newton

Dedico este trabalho aos meus
pais Eudes Gomes e Maria Aparecida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, em primeiro lugar, por conceder-me o milagre da vida e permitir-me a obtenção de mais esta graça e me guiar durante todos os nossos passos.

Aos meus pais, que sempre estiveram ao meu lado, pela ajuda dada durante minha vida. A minha namorada pelo apoio e força que me deu durante meu período acadêmico.

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

À Coordenação do LAMP (Laboratório de Avaliação de Medições em Petróleo) por ter dado o apoio necessário para a realização dessa monografia.

Finalmente, aos meus amigos e a todos os que colaboraram direta ou indiretamente para conclusão desta pesquisa.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	v
RESUMO.....	vi
INTRODUÇÃO	01
1. PLANTA.....	02
1.1 Tanques do sistema.....	04
1.2 Instrumentação.....	05
1.3 Conjunto motor-bomba/Inversor.....	07
1.4 Controlador da planta.....	07
1.5 Arquitetura da planta.....	08
1.6 Softwares utilizados na planta.....	10
2. FASES DE OPERAÇÃO DA PLANTA.....	13
3. METÓDOS PARA MEDIÇÃO DA VAZÃO E DO BSW.....	15
4. BARRAMENTO DE CAMPO.....	17
4.1 Foundation Fieldbus.....	19
4.2 Protocolo Modbus RTU.....	25
4.3 Sistema de Intertravamento.....	28
5. SISTEMA SUPERVISÓRIO DO SISTEMA.....	29
5.1 OPC (OLE for Process Control).....	31
CONCLUSÃO	33
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	34

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - Vista do Laboratório de Avaliação de Medição em Petróleo.....	02
FIGURA 2 - Fluxograma de Engenharia.....	03
FIGURA 3 - Vista da Bacia de Contenção.....	04
FIGURA 4 - DFI302.....	08
FIGURA 5 - Arquitetura da Planta.....	09
FIGURA 6 - Estratégia de Controle do Canal 1.....	11
FIGURA 7 - Diagrama Causa-Efeito	12
FIGURA 8 - Redes Convencionais X Redes Fieldbus.....	18
FIGURA 9 - Redes Convencionais X Foundation Fieldbus (Interoperabilidade)...	20
FIGURA 10 - Modelo Fieldbus.....	21
FIGURA 11 - Controle Distribuído.....	24
FIGURA 12 - Protocolo Modbus - Visão Geral.....	26
FIGURA 13 - Sistema Supervisório da Planta.....	30
FIGURA 14 - Gráficos da Planta.....	30
FIGURA 15 - Alarmes da Planta.....	31

RESUMO

Esta monografia apresenta a implantação do sistema de automação do LAMP – Laboratório de Avaliação de Medições em Petróleo da UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. São utilizadas tecnologias de redes industriais com ênfase no barramento de Campo *Foundation Fieldbus*. É apresentado o hardware utilizado para gerenciar, monitorar, controlar, manter e operar a planta, assim como a disponibilização de suas informações em sistema de supervisão utilizando protocolo de comunicação *OPC*. É mostrada a metodologia para integração de três tecnologias de comunicação de dados distintas, o *Foundation Filedbus*, *Modbus RTU*, ponto-a-ponto, demandadas para a operação da planta com confiabilidade e segurança.

Palavras Chaves: Barramentos de Campo, Medição de petróleo, *Foundation Fieldbus*.

INTRODUÇÃO

Durante o processo de produção de um poço de petróleo é comum à produção de água e óleo, seja pelas próprias propriedades do reservatório de petróleo, ou como consequência da injeção de água utilizada no processo de recuperação secundária desse reservatório. O *BS&W*, do inglês “Basic Sediments and Water” é o quociente entre a vazão de água e sedimentos e a vazão total de líquidos, ele pode variar desde 0% até valores próximos a 100 %. As medições da vazão e do BSW são de fundamental importância para a engenharia de produção de petróleo. Essas medições podem ser feitas através de monitoração contínua ou a partir de amostras coletadas em tanques, a depender das características do campo produtor de petróleo, dos custos envolvidos ou das facilidades de produção desse campo.

O Laboratório de Avaliação de Medição em Petróleo - LAMP foi criado para fazer as medições de vazão e *BS&W* através de um método automatizado utilizando misturas pré-definidas de óleo e água armazenadas em tanques. O sistema de automação deste laboratório foi fundamentado principalmente na utilização da tecnologia *Fieldbus*. Foi criado um sistema supervisor para controlar e gerenciar a planta e foi desenvolvida toda a arquitetura do sistema utilizando o controlador DFI 302. Esse controlador permite a integração de três tecnologias de comunicação de dados distintas, o *Foundation Fieldbus*, *Modbus RTU* e ponto-a-ponto.

1. A PLANTA

O sistema de automação apresentado é destinado ao controle e operação do Laboratório de Avaliação de Medição em Petróleo – LAMP, mostrado na Figura 1, localizado na Universidade Federal do Rio Grande do Norte.



Figura 1 - Vista do laboratório de análise de medição em petróleo.

Este laboratório permitirá a simulação das diferentes condições de operação dos medidores de vazão em campo, ou seja, medições de vazão de petróleo com óleo de diferentes características e variadas proporções de água, quantificadas por diversos valores de *BS&W* (*Basic Sediments and Water*).

A Figura 3 mostra o fluxograma de engenharia do laboratório, nela percebe-se como estão inseridos os 6 tanques do sistema, as 5 bombas, os instrumentos inteligentes utilizados, as válvulas e os medidores de níveis.

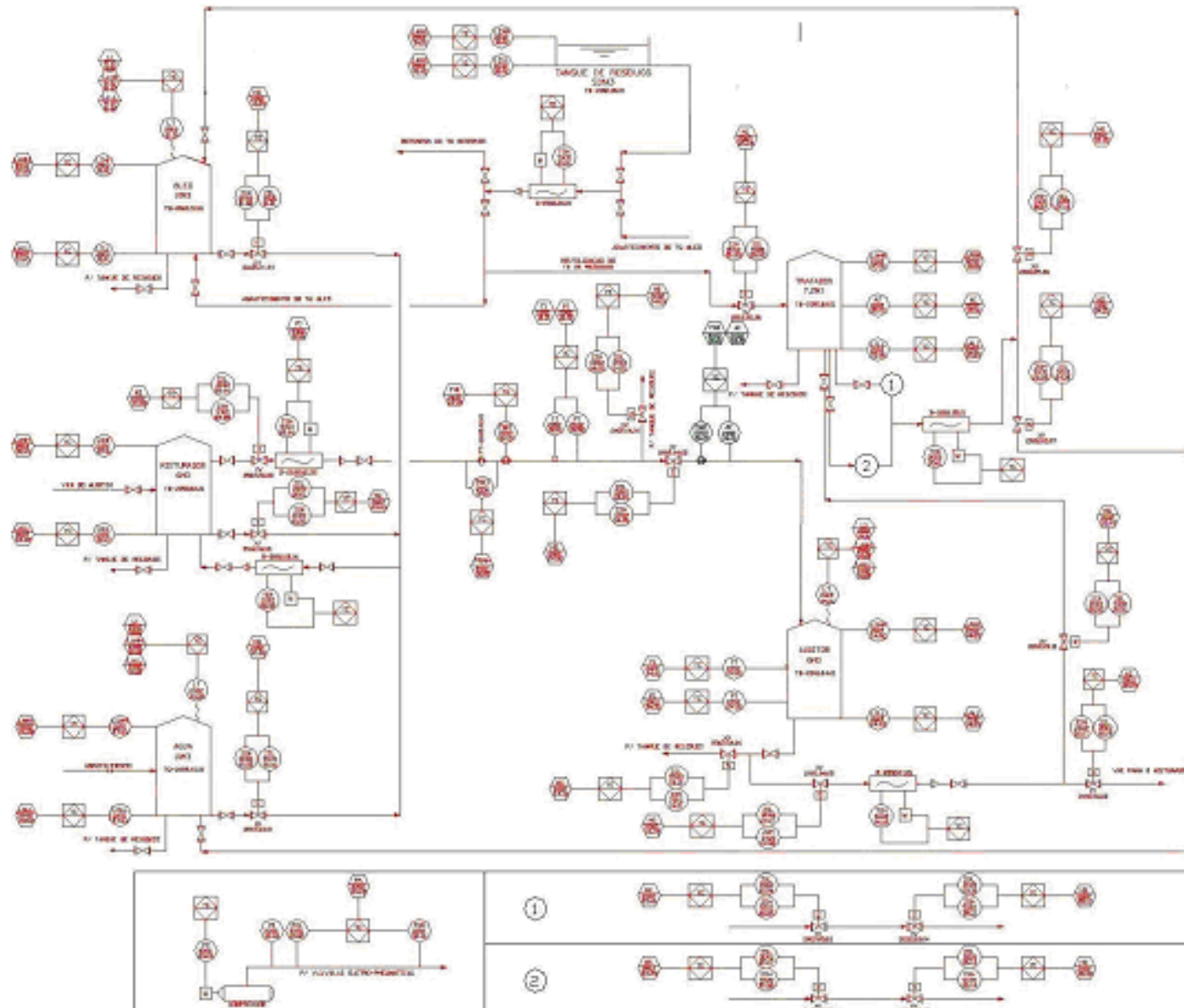


Figura 2 - Fluxograma de Engenharia

1.1. Tanques do Laboratório

O laboratório contém 6 tipos de tanques, cada um com sua funcionalidade, são eles: tanque de óleo, tanque de água, tanque auditor, tanque misturador, tanque tratador e tanque de resíduos. A Figura 3 mostra a bacia de contenção do laboratório e nela temos os tanques citados.

Tanque de Óleo: servirá para armazenar óleo com propriedades físicas mais comum nos campos de produção, o tanque têm uma capacidade de 10 m³ e 2m de diâmetro, com 4,5m de altura.



Figura 3 – Vista da bacia de contenção

Tanque de Água: Servirá para armazenar a água, este também possui uma capacidade de 10 m³ e 2m de diâmetro e 4,5m de altura.

Tanque Auditor: é aquele utilizado efetivamente para calibrar os medidores, uma vez que ele armazenará o fluido multifásico que passa pelos medidores em diferentes tempos. Pelo método proposto, através da informação do volume armazenado no auditor pode ser avaliado o desempenho dos medidores de *BS&W* e de vazão. Este tanque deverá ser

esvaziado após cada ensaio. Este tanque possui uma capacidade aproximada de 7 m³, sendo 1,2m de diâmetro e 6,5 m de altura.

Tanque Tratador: Após a realização do ensaio, a mistura contida no tanque auditor é bombeada para o tanque tratador, onde será feita a separação da água e do óleo, sendo, no final do processo, cada um bombeado a seu tanque correspondente. Este tanque terá capacidade aproximada de 8m³, sendo 2m de diâmetro e 3,5 de altura.

Tanque Misturador: para poder gerar diferentes percentagens de *BS&W*, deixando em condições de campo, o tanque misturador recebe a quantidade de óleo e água referentes ao *BS&W* a ser testado e por meio de recirculação prepara a mistura final que será utilizada nos testes das medições. Este tanque terá uma capacidade aproximada de 6m³, sendo 2m de diâmetro e 2,5 de altura.

Tanque de Resíduos: estrutura para captar os resíduos decorrentes da limpeza dos dutos e substituição periódica do óleo e da água dos tanques. Capacidade de 30m³.

1.2. Instrumentação

Serão utilizados transmissores inteligentes de pressão com sensores tipo célula capacitiva, de nível com sensores tipo radar e ultra-som e de temperatura com sensores tipo RTD(Resistores Dependente de Temperatura). Estes transmissores são necessários para medir as grandezas diretas e indiretas envolvidas nos processos de medição de vazão e *BS&W*.

O principal motivo da escolha de um medidor de nível de tipo radar e tipo ultra-som, foi a necessidade de uma grande precisão nas medidas, além de serem também instrumentos *Foundation Fieldbus*. O instrumento tipo radar, por ser mais preciso do que o tipo ultra-som será utilizado no tanque auditor, que terá o papel de medidor padrão na

avaliação dos processos de medições em petróleo do LAMP. Os instrumentos tipo ultra-som são utilizados nos demais tanques do processo.

Os instrumentos Foundation Fieldbus utilizados são:

- **IF302** - conversor de corrente para *Fieldbus* com três canais. Os conversores têm a função de interfacear transmissores analógicos com uma rede *Foundation Fieldbus* e vice-versa. O conversor recebe sinais de corrente tipicamente de 4-20 mA ou 0-20 mA e torna-os disponíveis para o sistema *Foundation Fieldbus*. A tecnologia digital utilizada permite um fácil interfaceamento entre o campo e a sala de controle, além de fornecer vários tipos de funções de transferência e várias características interessantes que reduzem consideravelmente os custos de instalação, operação e manutenção.

- **TT302** - Transmissor de temperatura.

- **LD302** - Transmissor de Pressão Manométrica e Diferencial. A manométrica é medida nos tanques de água e óleo enquanto a diferencial é mensurada antes e depois do filtro na tubulação.

As chaves de nível utilizadas nos tanques auditor, de óleo, água, misturador e tratador são de montagem lateral, que tem um sistema de bóia com haste contrabalançada e no tanque de resíduos é utilizado a chave de nível de montagem de topo, com um sistema com duas bóias e hastes guias.

O medidor de vazão é o do tipo deslocamento positivo com engrenagens ovais da METROVAL, modelo OAP 125. Esse medidor tem a medição precisa da transferência de produtos, no estado líquido, nas indústrias petrolíferas, petroquímicas e químicas.

1.3. Conjunto motor-bomba/Inversor

São utilizados bombas de deslocamento positivo para fazer a transferência dos líquidos no sistema., são utilizados também inversores de frequência a fim de possibilitar a variação das velocidades das bombas e a conseqüente variação das vazões.

O motor utilizado é o motor de indução trifásico da WEG à prova de explosão e os inversores de frequência são do modelo CFW-09 da WEG, a bomba utilizada é uma bomba rotativa de deslocamento positivo Helicoidal modelo NEMO® .

1.4. Controlador da planta

O controlador da planta é o DFI302 (Fieldbus Universal Bridge) da SMAR, ele é um flexível controlador de sistema Host Fieldbus Foundation e é um elemento chave na arquitetura distribuída para sistemas de controle de campo.

O controlador combina poderosas características de comunicação com acesso direto de E/S e controle avançado para aplicações contínuas e discretas. Com seu conceito modular, o DFI302 pode ser colocado dentro de painéis na sala de controle ou em caixas seladas no campo. Altamente expansível ele é indicado para pequenas aplicações e/ou grandes e complexas plantas.

O DFI302 tem como principais módulos o DF50 (Modulo de Fonte), o Módulo Processador (DF51), Fonte Fieldbus (DF52) e Impedância de Linha (DF53), podendo ser integrados vários outros módulos, por exemplo: Módulos de entradas e saídas, barreira intrínseca, entre outros. A Figura 4 mostra o controlador DFI302 com os seus principais módulos.



Figura 4 - DFI 302.

O conceito aberto do DFI302 permite a integração de estratégias de controle discreto e contínuo, explorando o potencial do protocolo Fieldbus Foundation. Ele provê serviços de comunicação para controle, faz supervisão utilizando OPC e configuração e manutenção utilizando OLEServer. O conceito modular do DFI302, executa o perfeito casamento dos componentes do sistema. Toda a configuração e manutenção podem ser feitas através desse controlador, com alta eficiência e interoperabilidade. A distribuição das tarefas de controle entre os equipamentos de campo e múltiplos sistemas DFI302 incrementa a segurança e eficiência do sistema total [4].

1.5. Arquitetura da planta

A arquitetura da planta é mostrada na Figura 5, com o detalhamento de todos os dispositivos e as interligações na rede.

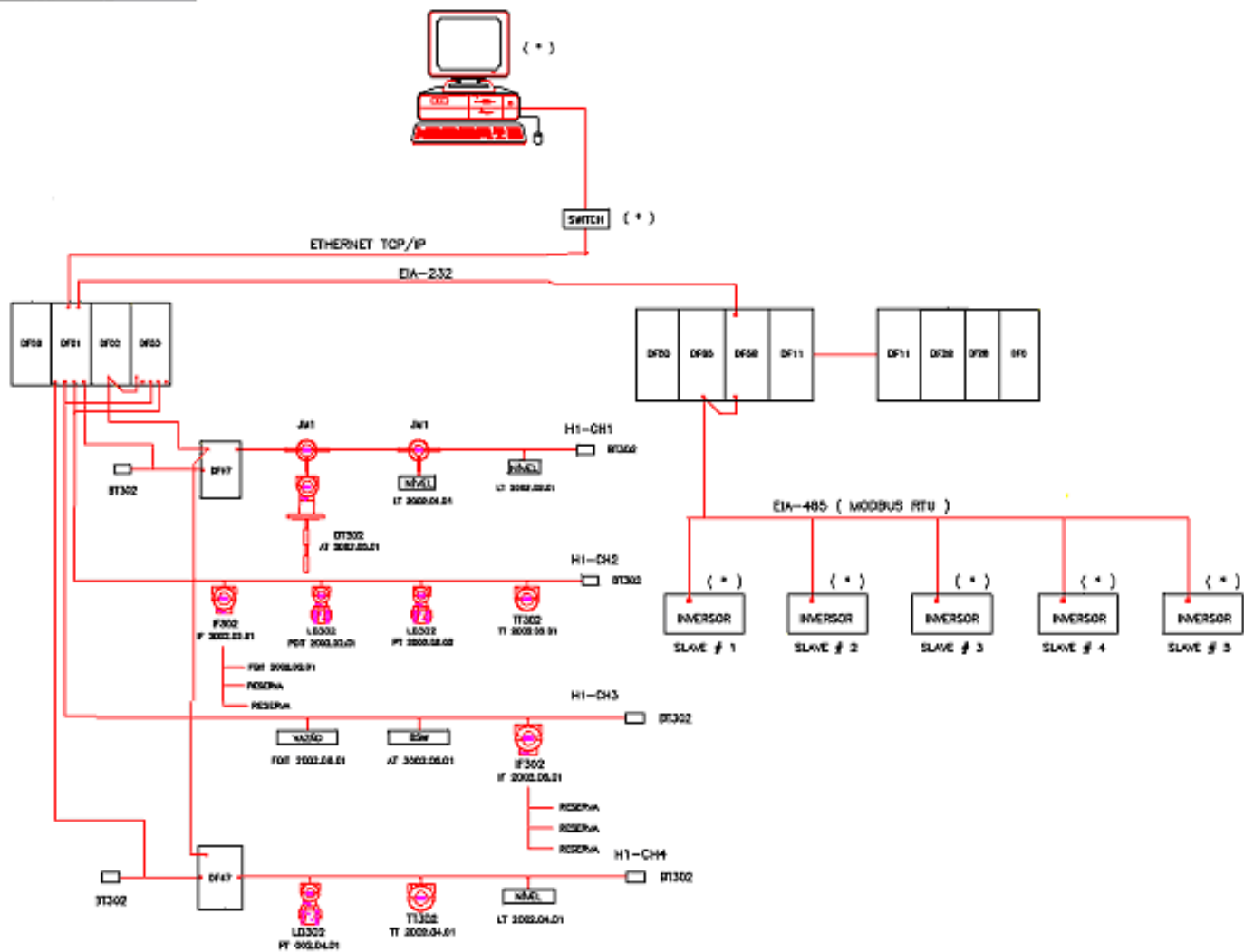


Figura 5 –Arquitetura da planta.

1.6. Softwares utilizados na planta

O Software Syscon é responsável pela configuração dos equipamentos na rede Foundation Fieldbus, definindo suas finalidades, grandezas e a estratégia de controle.

Como o laboratório não só trabalha com sinais analógicos, bem como com digitais, é necessário o Software LogicView de configuração do co-processador (unidade de controle lógico).

O Syscon é dividido em duas partes. Numa parte é possível fazer toda a configuração física da rede. No projeto a rede é dividida em quatro canais, no entanto esses canais são configurados independentemente, dependendo dos instrumentos que são utilizados em cada um.

Na outra parte é feita toda estratégia de controle, onde os blocos utilizados são interligados. Na Figura 6 é possível visualizar uma das estratégias de controle do canal 1, esta estratégia é responsável pela detecção de interface do tanque tratador. Nessa estratégia estão interligados os blocos AI(Entrada analógica) do instrumento com o bloco MBCM. O Bloco MBCM é responsável pela comunicação com o co-processador da planta(DF-65). A variável analógica do instrumento vai ser processada no Logic View para futura ligação da bomba.

Pode se entender a comunicação do sistema da seguinte forma, a partir dos quatro canais da rede Foundation Fieldbus os instrumentos podem transmitir ao processador as variáveis medidas, pode se fazer também o controle no próprio instrumento, como por exemplo, um controle PID e pode se apresentar a variável no display, que fica no próprio instrumento.

Porém quando se quer acionar uma bomba a partir de uma variável medida no instrumento precisa-se da lógica LADDER do Logic View, esse acionamento é via Modbus. Pelo Logic View também pode se fazer a abertura e fechamento das válvulas.

O Logic View possui dois módulos de 8 entradas digitais cada que recebem os sinais das chaves de níveis e 2 módulos de 8 saídas digitais cada que acionam as válvulas.

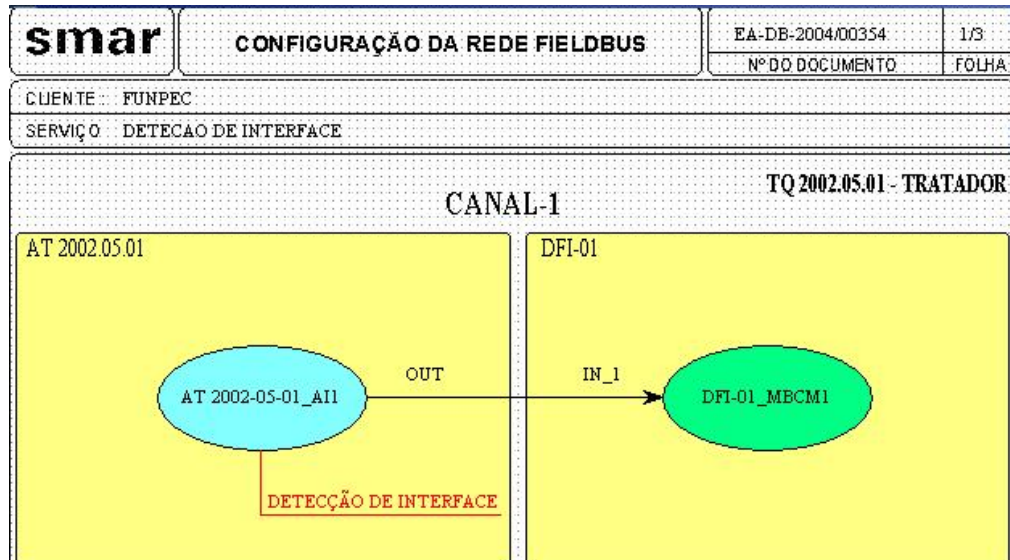


Figura 6. Estratégia de controle do canal 1

A lógica desenvolvida no Logic View foi elaborada a partir de um diagrama Causa-Efeito , a lógica de intertravamento está inserida nesse diagrama. Esse diagrama possui 6 planilhas contendo todos os passos de cada etapa do processo. As etapas desenvolvidas foram a de abastecimento, reciclagem, emergência, teste simples, teste consecutivo (óleo) e teste consecutivo (água). A Figura 7 mostra como foi desenvolvida uma parte da planilha do teste simples.

Microsoft Excel - e.xls										
AÇÃO	DESCRIÇÃO	TRANSIÇÃO	Motor1	Motor2	Motor3	Motor4	Motor5	XY 01.01	XY 02.01	XY 02.02
01	INICIAR	Comando INICIAR						ON		
02	Bombeiar Óleo p/ Mix	Tempo = X s (Elim. Vácuo)		ON						
03	Bombeiar Água p/ Mix	LT-01.01 = Pré-determinado						OFF		
04	Recircular	LT-03.01 = Pré-determinado							ON	
05		Tempo = X s (Mistura)								ON
06	Bombeiar p/ Auditor	Tempo = X s (Elim. Vácuo)			ON					
07		Tempo = X s (Limpar Linha)								
08		LSLL-02.02		OFF	OFF					
09		Tempo = X s (Elim. Vácuo)							OFF	OFF
10		Tempo = X s (Efetuar Medições)								
11	Bombeiar p/ Tratador	Tempo = X s (Elim. Vácuo)				ON				
12	Iniciar Decantação	LSLL-04.03				OFF				
13	Esvaziar Auditor	Tempo = X s (Elim. Vácuo)								
14		Tempo = X s (Esvaziar Auditor)								
15		Tempo = X s (Decantação)								
16	Retornar Água	Tempo = X s (Elim. Vácuo)					ON			
17	Retornar Óleo	AT-05.01 (Detecção de Interface)								
18		LSLL-05.02					OFF			
19		Tempo = X s (Elim. Vácuo)								

Figura 7. Diagrama Causa-Efeito

2.0. FASES DE OPERAÇÃO DA PLANTA

O sistema de automação foi desenvolvido em cima de tecnologias de redes industriais. Foi utilizada a tecnologia Foundation Fieldbus para instrumentos de campo, como transmissores de pressão, temperatura, interface, entre outros; e foi utilizado a tecnologia Modbus para acionar e monitorar os diversos parâmetros dos inversores das bombas.

O laboratório foi dividido em 5 estados de processo, o estado de Emergência, o de Abastecimento, o de Reciclagem, o teste Simples e o teste Consecutivo.

Estado de Emergência: Como o próprio nome sugere, este estado foi desenvolvido para as situações de emergência. Caso alguma anormalidade aconteça, ou seja, algo inesperado pelo sistema, o laboratório entra neste estado. Neste estado, todas as bombas e as válvulas são desativadas e o supervisor comunica ao operador que há algo errado no processo. O supervisor grava a hora e qual equipamento que indicou no processo a anormalidade do laboratório.

Estado de Abastecimento: Este estado é informado manualmente pelo operador na sala de controle através do sistema supervisor. Este estado foi desenvolvido para situações de abastecimento do tanque de água e óleo. O abastecimento do tanque de óleo é através de caminhões de transporte de combustíveis.

Estado de Reciclagem: O processo permite que sempre o tanque de resíduos receba alguma quantidade da mistura da linha de teste e do tanque de resíduos para fins de exatidão no teste. Deste modo, este estado foi desenvolvido para o sistema poder recuperar essa quantidade depositada no tanque de resíduos quando necessário, acionando a bomba que está ligada ao tanque de resíduos e transportando o fluido para o tanque tratador.

Estado - Teste Simples: Neste estado, o laboratório está habilitado a realizar a sua principal função, avaliar os medidores de vazão e BSW. Definido o BSW e a vazão do teste, o sistema supervisorio envia dados para a rede fieldbus e o teste inicia-se. Primeiramente, a quantidade de água definida através do BSW e vazão é transferida do tanque de água para o tanque misturador. Logo em seguida é transferida a quantidade de óleo para o tanque misturador. Com as quantidades de água e óleo transferidas para o misturador, inicia-se a mistura de recirculação, a bomba é acionada e o fluido é misturado. Após o tempo de mistura estar completo o teste é iniciado. A bomba injeta o fluido do misturador no duto de teste, passando pelos instrumentos a serem testados e chegando ao tanque auditor. No tanque auditor, são analisados a curva do BSW e vazão obtidos no teste e comparados aos instrumentos que estão na linha de teste e um relatório é emitido.

Estado - Teste Consecutivo: Funciona da mesma forma que o teste simples, porém pode-se realizar comparações entre medidas do auditor com as medidas dos instrumentos, ou seja, pode-se testar os instrumentos em diferentes pontos de operação. Após o primeiro teste ao invés do fluido ir para o tanque tratador ele irá para o tanque misturador e nele será adicionado ou água ou óleo. Se for adicionado água, o BSW é aumentado e se for adicionado óleo o BSW diminui e em ambos o tempo de teste aumenta.

3.0. MÉTODOS PARA MEDIÇÃO DA VAZÃO E DO BSW

O método de monitoração contínua, para a determinação do BSW, é feito com medidores instalados em linha que utilizam diversos princípios físicos de operação, dentre os quais podemos destacar: microondas, indução eletromagnética, e aceleração de Coriolis.

- **Microondas:** Os medidores baseiam-se na medição da amplitude e do ângulo de fase de uma onda que trafega através do fluido óleo-água. A velocidade de propagação desta onda varia de acordo com a fração de água na mistura;
- **Indução eletromagnética:** Os medidores usam dois toroídes, um que gera um campo magnético e com isso uma corrente elétrica e outro que induz uma tensão e controla a intensidade de corrente na mistura multifásica. Dois eletrodos colocados entre os toroídes medem a diferença de potencial gerada que é a função da fração de água presente na mistura.
- **Aceleração de Coriolis:** Os medidores baseiam-se na medição da torção, de um tubo em forma de “U”, que é proporcional à massa específica do fluido que escoar no seu interior. Nesse método é necessário conhecer as massas específicas do óleo e da água.

Esses métodos são muito sensíveis à homogeneidade e à presença de gás, além dos custos dos medidores que utilizam esses princípios serem relativamente altos quando utilizados em poços de baixa produtividade.

No método de coleta de amostras em vaso separador de testes, uma pequena amostra é coletada e enviada para um laboratório onde através de processos de aquecimento e centrifugação a separação água-óleo é obtida e o BSW é medido. Nesses métodos, a vazão total é medida por medidores de vazão convencionais instalados nas linhas de escoamento. Como o BSW instantâneo é diferente do médio e o fluxo não é homogêneo, é necessário coletar várias amostras para se obter uma média representativa da medição. Dessa forma o

tempo e os custos decorrentes desse método são altos. Esse método é utilizado em poços com baixos valores de BSW.

No método de coleta de amostras em tanques de testes, uma amostra, de maior volume, é armazenada no tanque e após um determinado período de repouso a vazão é calculada a partir da medição da variação do volume do fluido no tanque e do tempo de coleta. O BSW é calculado a partir da medição da interface água-óleo e do BSW da emulsão água-óleo. Nesse método a medição da interface entre a água e os óleos são feitos através de visores de níveis ou a partir da drenagem água livre. Para óleos pesados ou viscosos o uso de visores de nível é inviável uma vez que o óleo impregna nas paredes do vidro do visor, impossibilitando a leitura. Essa metodologia, embora empregada em larga escala para poços terrestres, é imprecisa, além dos tempos e os custos envolvidos serem altos.

Na dissertação de Mestrado de Lima [9] foi desenvolvido um método automatizado, que consiste na medição da vazão bruta (água + óleo) em tanques de testes e determinação do BSW. A automação dos testes de produção é feita através da medição automática da variação do nível de fluido no tanque com o tempo correspondente. A determinação do BSW é feita a partir da medição da pressão hidrostática, num ponto próximo ao fundo do tanque, das densidades da água e da emulsão água-óleo, determinadas em laboratório e da medição e o monitoramento do nível do tanque. Os resultados das medições do BSW e de vazão são utilizados para calcular o volume de produção de uma concessão de petróleo, para fins operacionais, fiscais ou de apropriação.

4.0. BARRAMENTO DE CAMPO

Os Barramentos de Campo (fieldbus) são utilizados no nível de chão-de-fábrica na automação e controle de processos industriais. Os dados coletados neste nível são fornecidos rapidamente a rede de controle, possibilitando assim o controle em tempo real, bem como planejamento de ações de segurança. Pode-se distinguir entre fieldbus aberto e proprietário.

Fieldbus proprietário é aquele cuja tecnologia é propriedade de uma companhia específica, onde não se pode fazer muita coisa a não ser com autorização desta companhia. Já com fieldbus aberto, o acesso à especificação é completo e disponível a qualquer um que a deseje. Em outras palavras: pode-se usá-la ou desenvolver produtos que a usem com baixo custo. Um sistema fieldbus deve permitir interconectividade entre produtos de diferentes fabricantes, interoperabilidade entre estes dispositivos, ou seja permitir que os mesmos possam ser trocados por dispositivos de outros fabricantes. A IEC (International Electrotechnical Commission), através de seu padrão internacional IEC 61158, definiu os seguintes padrões para barramento de campo: Interbus, Profibus, Fieldbus Foundation, Controlnet, P-NET, HSE, SwiftNet e WorldFIP.

A utilização da tecnologia fieldbus permite a redução do sistema de controle em termos de hardware, pois muitos dispositivos podem ser conectados com um condutor, conforme a Figura 8, o que resulta em menor quantidade de cabos e eletrodutos e painéis. Como as exigências de hardware são menores, o tempo de instalação e a necessidade de fontes de energia também são reduzidos.

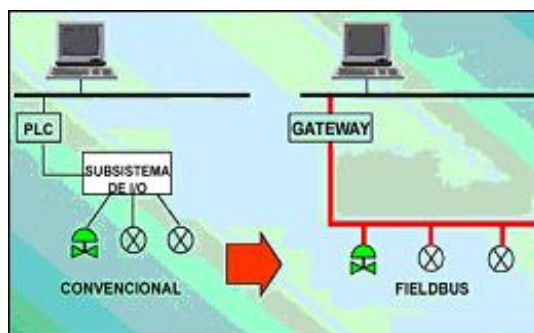


Figura 8 - Redes Convencionais X Redes Fielbus

Muitos dispositivos utilizados em aplicações industriais utilizam os padrões de comunicação serial EIA RS-232, RS 422 ou RS-485. Erroneamente tem-se o conceito de que estes padrões definem protocolos de comunicação específicos, mas eles especificam apenas as características elétricas.

O padrão RS-232 é uma conexão serial encontrada tipicamente em PC's. É utilizado para diversos propósitos como conexão de mouse, impressora, modem, bem como instrumentação industrial. Porém este padrão é limitado à conexão ponto-a-ponto entre a porta serial do PC e o dispositivo.

O padrão RS-422 é a conexão serial utilizada tipicamente em computadores Apple Macintosh. Este padrão apresenta grande imunidade a ruído quando comparado com RS-232. Isto se deve à transmissão diferencial que utiliza duas linhas para transmissão e duas para recepção.

Por fim, RS-485 é o padrão de comunicação bidirecional mais utilizado em aplicações industriais. Possui transmissão balanceada e suporta conexões multi-ponto (multidrop), o que permite a criação de redes com até 32 nós e transmissão à distância de até 1200 m. Este padrão requer apenas 2 fios para a transmissão e recepção dos dados e possui alta imunidade a ruído[7].

4.1. Foundation Fieldbus

O Foundation Fieldbus é um sistema de comunicação totalmente digital, serial e bidirecional que conecta equipamentos tais como sensores, atuadores e controladores. Inicialmente esta tecnologia foi idealizada com o objetivo de atuar tipicamente no controle de processos contínuos tais como os da indústria química, celulose, entre outras, sendo estendida em seguida ao controle de processos discretos. Ao contrário dos protocolos de rede proprietários, o Foundation Fieldbus não pertence a nenhuma empresa ou é regulado por um único organismo ou nação.

A tecnologia é controlada pela Fieldbus Foundation, uma organização não lucrativa que conta com a participação de mais de 100 dos principais fornecedores e usuários de controle e instrumentação do mundo. Muitas das características operacionais do sistema de transmissão de dados analógico 4-20 mA são mantidos, tais como uma interface física padronizada da fiação, os dispositivos alimentados por um único par de fios e as opções de segurança intrínseca, mas oferece uma série de benefícios adicionais aos usuários[6].

Com as facilidades da comunicação digital, a quantidade de informações disponíveis é muito maior do que a dos sistemas de automação tradicionais aonde a quantidade de informações disponíveis não vai além das variáveis de controle. Múltiplas variáveis de cada dispositivo podem ser trazidas ao sistema de controle da planta para arquivo, análise de tendência, estudos de otimização de processo e geração de relatórios. As potencialidades ampliadas de diagnóstico dos dispositivos de campo possibilitam monitorar e registrar condições, como por exemplo, o desgaste de uma válvula e o entupimento de um transmissor. A equipe de manutenção da planta pode executar a manutenção preditiva sem esperar uma parada programada, evitando ou reduzindo assim o tempo ocioso da planta.

Uma característica crítica requerida, dos dispositivos que utilizam esta tecnologia, é a interoperabilidade, a Figura 9 mostra essa característica. O protocolo determinístico H1

(31,25 Kbps) permite a interoperabilidade entre os dispositivos, ou seja, um dispositivo Foundation Fieldbus pode ser substituído por um dispositivo similar de um outro fornecedor na mesma rede, mantendo as características originais. Isto permite aos usuários mesclar dispositivos de campo e sistemas de vários fornecedores. Dispositivos individuais Foundation Fieldbus podem também transmitir e receber a informação de multivariáveis, comunicando-se diretamente um com o outro sobre o barramento Foundation, permitindo que novos dispositivos sejam adicionados sem interromper o controle. Para alcançá-la, a tecnologia de descrição de dispositivos (Device Description) é usada somando-se ao padrão do parâmetro do bloco de função e definições de comportamento. O Device Description provê uma descrição estendida de cada dispositivo da rede, sendo semelhantes aos drivers que os computadores pessoais utilizam para operar, por exemplo, com impressoras diferentes e outro equipamentos que são conectados ao PC. Qualquer sistema de controle *host* pode operar com o dispositivo se ele tem o Device Description do dispositivo. É obrigação do fabricante disponibilizá-lo.

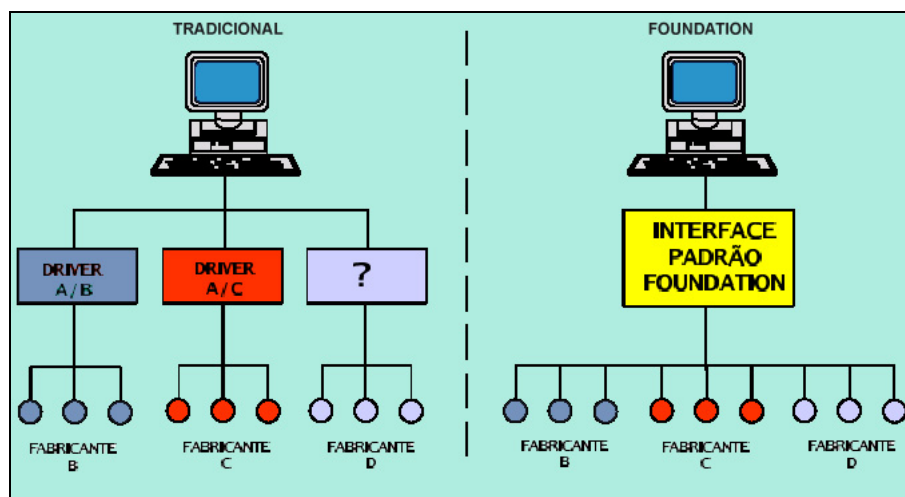


Figura 9 – Redes Convencionais X *Foundation Fieldbus* (Interoperabilidade)

Com relação ao modo da rede, a Fieldbus Foundation padronizou utilizando três partes: a Base Física (equivalente ao modelo OSI nível 1), a Pilha de Comunicação (equivalente aos níveis 2 ao 7 do modelo OSI) e a Aplicação de Usuário. A Fieldbus

Foundation especificou um modelo de aplicação para o usuário, antes não definida pelo modelo OSI, sendo cada nível no sistema de comunicação responsável por parte da mensagem que é transmitida no barramento. A Figura 10 apresenta o modelo fieldbus.

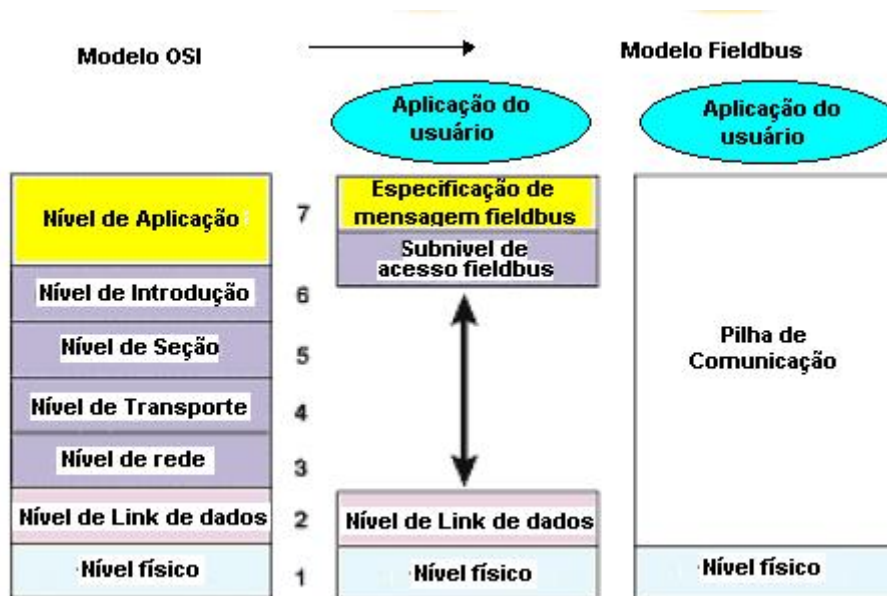


Figura 10 – Modelo Fieldbus.

A base física é definida por padrões aprovados pelo Comitê Internacional de Eletrotécnica (IEC) e a Sociedade de Instrumentação, Sistemas e Automação (ISA). Esta recebe mensagens da pilha de comunicação e converte as mensagens em sinais físicos no modo de transmissão do sistema fieldbus e vice-versa. Tarefas de conversão incluem e removem preâmbulos, delimitadores de início e fim. Os sinais são codificados usando a conhecida técnica Manchester Biphase-L. O sinal é chamado “série sincronizada” porque a informação de relógio é embutida no fluxo de dados seriais. O preâmbulo é usado pelo receptor para sincronizar seu relógio interno com o sinal que vem do fieldbus, já o delimitador de início para achar o começo da mensagem. Depois de achar o delimitador de início, o receptor aceita dados até receber o delimitador de fim.

A pilha de Comunicação é responsável pelo controle da transmissão de mensagens. Na pilha de comunicação estão especificadas o DLL (Nível de Link de dados), o FAZ (Subnível de acesso fieldbus) e FMS (Especificação de mensagem fieldbus). O DLL controla a transmissão das mensagens, ele também gerencia o acesso ao fieldbus através do agendador centralizado e determinístico chamado agendador do link ativo (LAS).

São definidos três tipos de dispositivos na especificação do DLL: o Dispositivo básico, não tem capacidade de se tornar um LAS, o link mestre que tem a capacidade de se tornar um LAS e a ponte que interconecta diferentes barramentos.

Na comunicação programada o LAS possui os tempos em que devem ser transmitidos ciclicamente os dados dos dispositivos. Emite para o dispositivo uma mensagem de compilação de dados (Compel Data). Ao receber o CD o dispositivo envia o dado a todos os demais dispositivos. Aqueles configurados para receber o dado são chamados de “subscriber”. Na comunicação não programada todos os dispositivos tem uma chance de enviar mensagens não programadas entre as mensagens programadas. O LAS emite uma mensagem de permissão (Pass Token) a todos os dispositivos. Com a posse do PT um dispositivo pode enviar mensagens a qualquer outro dispositivo ou a toda a rede.

Para um melhor entendimento, temos um resumo das principais funções do o LAS:

- Manter uma lista dos dispositivos ativos na rede (Live List).
- Sincronizar os relógios dos dispositivos através de uma mensagem específica. (Time Distribution).
- Enviar a mensagem para envio programado dos dados (Compel Data).
- Enviar a permissão de comunicação não programada aos dispositivos ativos (Pass token).

A FAS usa a DLL para prover serviços para a camada de especificação de mensagens no barramento (FMS). Os serviços são chamados de Relacionamento de Comunicação Virtual (VCR). Ele estabelece os seguintes tipos de serviços:

- Cliente Servidor: Mensagens não programadas entre dois dispositivos. De posse do PT, um dispositivo (cliente) solicita um dado a um outro (servidor). O servidor responderá quando estiver de posse do PT. Usado para ajustes de setpoints, reconhecimento de alarmes e downloads.
- Distribuição de Informes: Mensagens não programadas entre grupos de dispositivos. De posse do PT um dispositivo envia dados para um grupo de endereços definidos para este serviço. Usado para notificação de alarmes para os sistemas de supervisão e históricos de variáveis.
- Produtor Consumidor: Mensagens programadas entre vários dispositivos. De posse do CD, o dispositivo publicará os seus dados a todos os demais. Os demais dispositivos são chamados de assinantes (subscribers). Usado para publicação dos valores de entrada e saída dos instrumentos.

Os serviços do FMS permitem aplicações do usuário para enviar mensagens a cada um dos outros através do fieldbus usando um padrão de formatos de mensagens. Ele descreve os serviços de comunicação, formatos de mensagem, e comportamento do protocolo necessário para construir mensagens para a aplicação do usuário.

A aplicação de usuário padrão é baseada em blocos, que são representações dos diversos tipos de aplicação. O uso destes blocos, padronizados pela Fieldbus Foundation, permite a distribuição de funções em equipamentos de campo de fabricantes diferentes de maneira integrada e sem emendas. A distribuição de controle em dispositivos de campo pode reduzir a quantidade de entrada/saída e diminuir consideravelmente o número de cabos, fazendo com que o desenvolvimento e elaboração do sistema seja muito mais rápido e fácil.

As perdas de tempo e de produção são menores, pois, a tecnologia Foundation Fieldbus permitir a realização de diagnóstico e procura de falhas no sistema. A Figura 11 ilustra o controle distribuído.

As características do dispositivo Foundation Fieldbus tais como nome, fabricante e o número de série, são descritas pelo Bloco de Recurso. Há apenas um Bloco de Recurso em cada dispositivo.

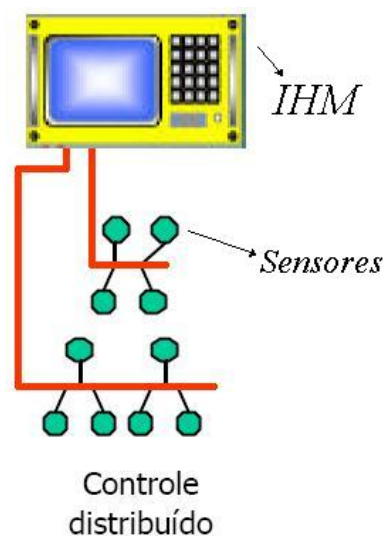


Figura 11 - Controle Distribuído

Os Blocos de Função provêm o controle do comportamento do sistema, sendo a execução de cada bloco precisamente agendada, podendo haver muitos Blocos de Função em uma única Aplicação de Usuário. Até o momento, os seguintes blocos padronizados pela Foudantion Fieldbus:

- Entrada Analógica (AI),
- Saída Analógica (AO),
- Bias (B),
- Seletor de controle (CS),
- Entrada discreta (DI),
- Saída Discreta (DO),
- Carregador Manual (ML),

- Controlador Proporcional Derivativo (PD),
- Controlador Proporcional Integrativo e Derivativo (PID),
- Razão (RA).

Já os Blocos Transdutores contém informações como dados de calibração e tipo de sensor. Normalmente há um transdutor para cada entrada e saída do bloco.

Além dos blocos anteriormente citados, os seguintes objetos também são definidos na Aplicação de Usuário:

- Os objetos de ligação que definem as ligações entre as entradas dos blocos de Funções.
- As saídas internas ao dispositivo através da rede fieldbus.
- Os objetos de tendência que possibilitam que tendências locais dos parâmetros do bloco de função sejam disponibilizadas para acesso por *hosts* ou outros dispositivos.
- Os objetos de visualização que são pré-definidos em agrupamentos de ajuste de parâmetro de bloco que podem ser usados pela interface homem/máquina.

Estima-se que hoje, aproximadamente 80% de todas as novas instalações de sistema de controle de planta que utilizam a tecnologia de barramento de campo são compatíveis com o Foundation Fieldbus.

4.2. Protocolo Modbus RTU

O protocolo Modbus é uma estrutura de comunicação desenvolvida pela empresa Modicon em 1979, com o objetivo de estabelecer uma comunicação mestre-escravo/cliente-servidor entre dispositivos inteligentes. A Figura 12 mostra o protocolo Modbus numa visão geral. Hoje é um padrão de fato, verdadeiramente aberto, sendo um dos protocolos de rede mais largamente usado no ambiente industrial.

Na comunicação entre os dispositivos somente um dispositivo (mestre) pode iniciar as transações (chamadas de procedimento), já os demais (escravos) respondem fornecendo os dados requisitados pelo mestre, ou analisando sua pergunta. Um escravo é todo dispositivo periférico (transdutor de E/S, válvula, inversor, etc.) que processa as informações e responde ao mestre. Os mestres podem dirigir-se a escravos individuais, ou podem iniciar uma mensagem de transmissão a todos os escravos.

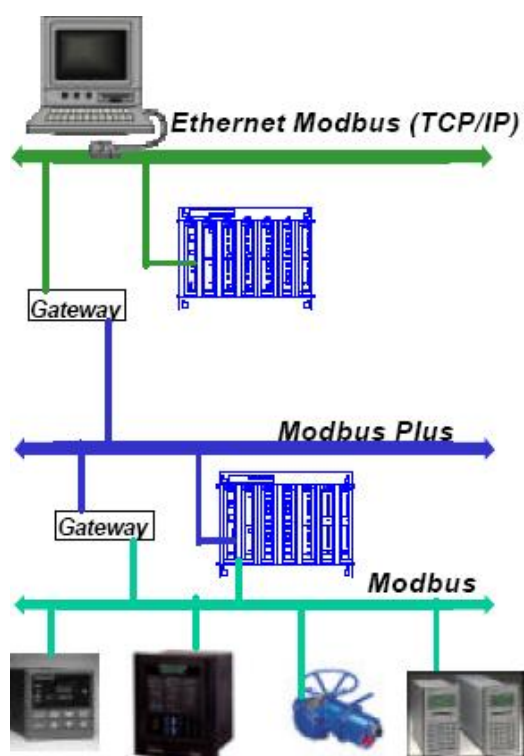


Figura 12 - Protocolo Modbus – Visão geral

O modo de transmissão define a codificação dos bits transmitidos ao longo da rede que formam a mensagem, além de como os dados devem ser empacotados e decodificados. Existem dois modos de transmissão, o ASCII e o RTU. Eles normalmente são selecionados em conjunto com outros parâmetros de comunicação (tais como taxa de transmissão, paridade, stop bits, etc.) como parte da configuração do dispositivo. No modo RTU (Remote

Terminal Unit) cada byte da mensagem contém dois caracteres hexadecimais (cada caractere representado por quatro bits) e a mensagem é transmitida de maneira contínua.

Inicialmente é dado um intervalo silencioso de pelo menos 3,5 vezes o tamanho do caractere, na taxa de transmissão que está sendo utilizada na rede. Em seguida, vem o endereço do dispositivo, que no caso de requisição efetuada pelo mestre é o endereço do escravo. Caso seja uma resposta do escravo ao mestre, este campo é preenchido com o próprio endereço do escravo.

O campo função especifica a ação que será executada (ler um conjunto de linhas de entrada, escrever em um conjunto de registros da memória, etc.), quando o escravo executa corretamente uma função ele retorna uma mensagem ao mestre contendo no campo função, o código da função executada. No caso de ter ocorrido erro, o mesmo será retornado pelo escravo, no campo função, um código com o bit mais significativo assumindo o valor 1. O campo dados contém informações adicionais necessárias à execução das funções, como por exemplo, no caso de se tratar de uma função de leitura de “n” bits de memória, este campo especifica o endereço do primeiro bit e o nº de bits a serem lidos a partir desse endereço. Já o campo CRC é responsável pelo controle de erros, onde o código CRC é gerado segundo um algoritmo conhecido pelo transmissor e receptor dos dados. Por fim é dado um intervalo silencioso de tamanho igual ao que iniciou o quadro.

No LAMP o meio físico utilizado para a comunicação das entradas/saídas digitais e inversores de frequência, via protocolo ModBus, é o RS-485, O padrão utilizado no processador (DF 51) é RS-232. Para termos o padrão RS-485 tem-se que fazer a conversão no módulo DF 58 do padrão RS-232 para RS-485. Depois que é convertido o meio físico vai para o módulo co-processador (DF 65) que vai controlar as variáveis de entradas/saídas digitais e dos inversores de frequência.

4.3 - Sistema de Intertravamento

A comunicação ponto-a-ponto é uma tecnologia utilizada no controle e monitoramento de dispositivos de campo. É utilizada em aplicações de intertravamentos de segurança para a transmissão de sinais envolvidos no sistema de proteção da planta contra eventos que possam resultar em danos a pessoas e equipamentos.

No caso do LAMP, é utilizada na comunicação com as chaves de nível muito alto que evitam o derramamento nos tanques, e com as válvulas que controlam o fluxo dos fluídos. Os instrumentos enviam ou recebem informação utilizando sinais discretos de tensão: nível baixo (0 V) e nível alto (24 V).

5 – SISTEMA SUPERVISÓRIO DA PLANTA

Com a evolução dos equipamentos industriais e o crescente uso dos sistemas de automação, as tarefas de monitorar, controlar e gerenciar tornaram-se mais complexas. Diferentes arquiteturas de sistemas computacionais tem sido desenvolvidas e propostas para esses fins, os que mais tem se difundido são os PCs (Process Control Systems ou Sistemas de Controle de Processos), os SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition ou Sistema de Controle Supervisório e Aquisição de Dados) e os DCS (Distributed Control Systems ou Sistemas de Controle Distribuído). O sistema utilizado no Lamp é SCADA.

O sistema de supervisão SCADA, empregado no LAMP permite que sejam monitoradas e rastreadas informações do processo produtivo. Tais informações são primeiro coletadas através de equipamentos de aquisição de dados, após da coleta eles são manipuladas e analisadas para depois serem apresentados os resultados do processo, de forma clara e objetiva, ao usuário. Estas informações podem ser visualizadas por intermédio de quadros sinóticos, com indicações instantâneas das variáveis do processo (temperatura, pressão, vazão, nível, etc.) e armazenadas em base de dados relacionadas ao processo do cliente. As análises dos dados podem ser feitas dentro do supervisório, através de tabelas e gráficos de tendência ou fora dele pelos softwares comerciais comuns como banco de dados e planilhas eletrônicas[7].

Outra função importante é a possibilidade do sistema supervisório executar ações baseadas em parâmetros antecipadamente informados, fazendo que o usuário participe do processo de controle apenas quando as ações exijam a intervenção humana[1]. A Figura 13 mostra a tela do sistema supervisório, que foi desenvolvido pelo *software* ELIPSE SCADA.

No sistema supervisório desenvolvido pode se obter 4 tipos de gráficos importantes, que pode ser visualizado na Figura 14. São eles: Vazão do instrumento, BSW do instrumento,

BSW do instrumento X BSW do tanque auditor e Vazão do instrumento X Vazão do tanque auditor.

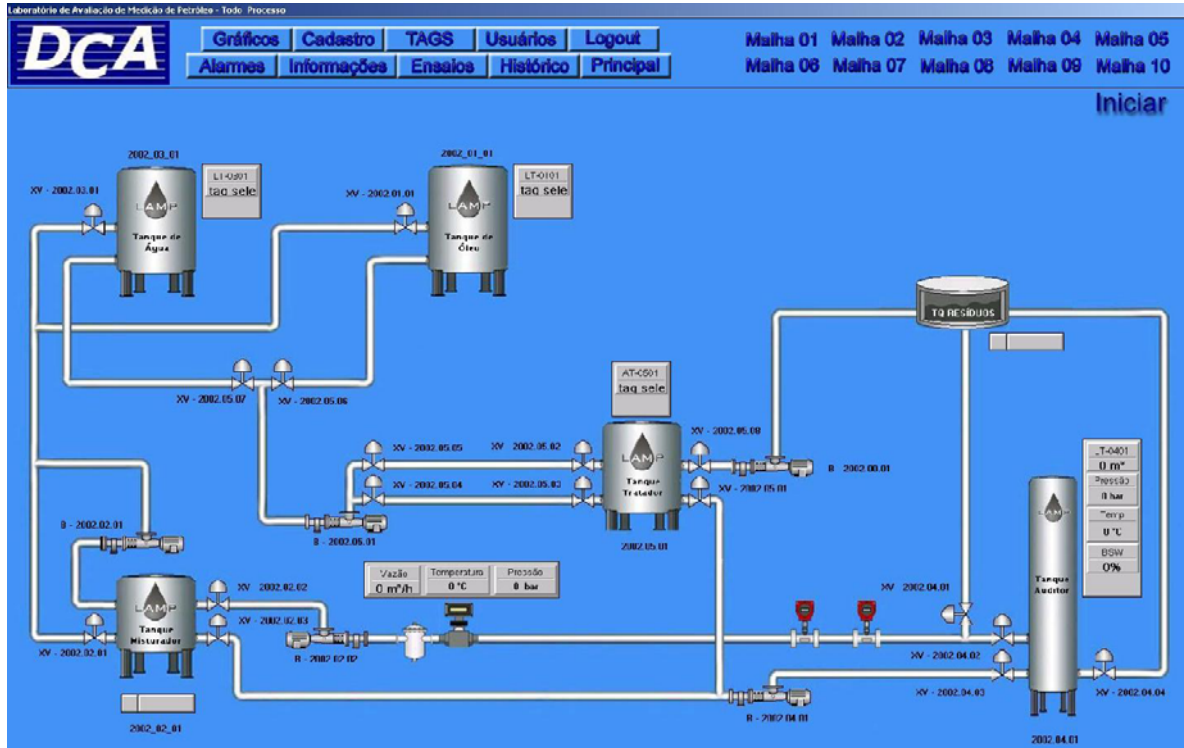


Figura 13. Sistema Supervisório da planta

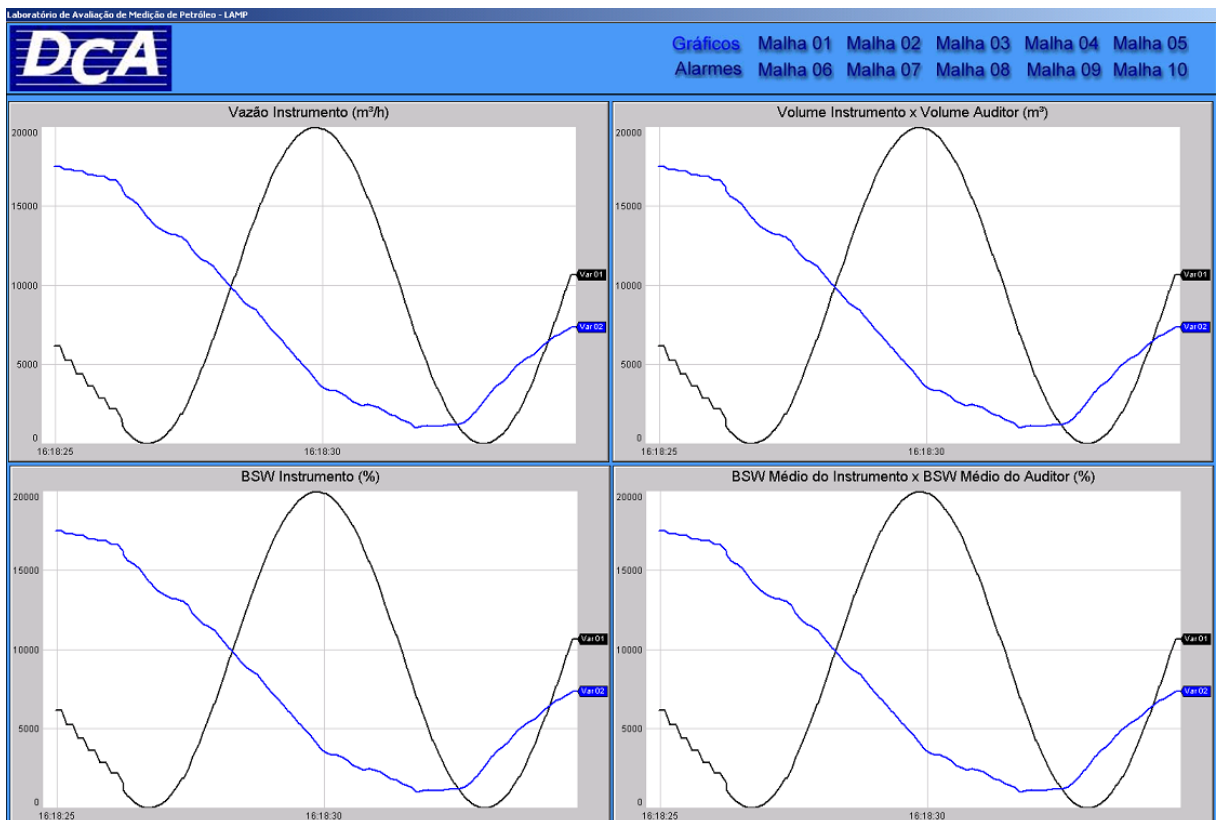
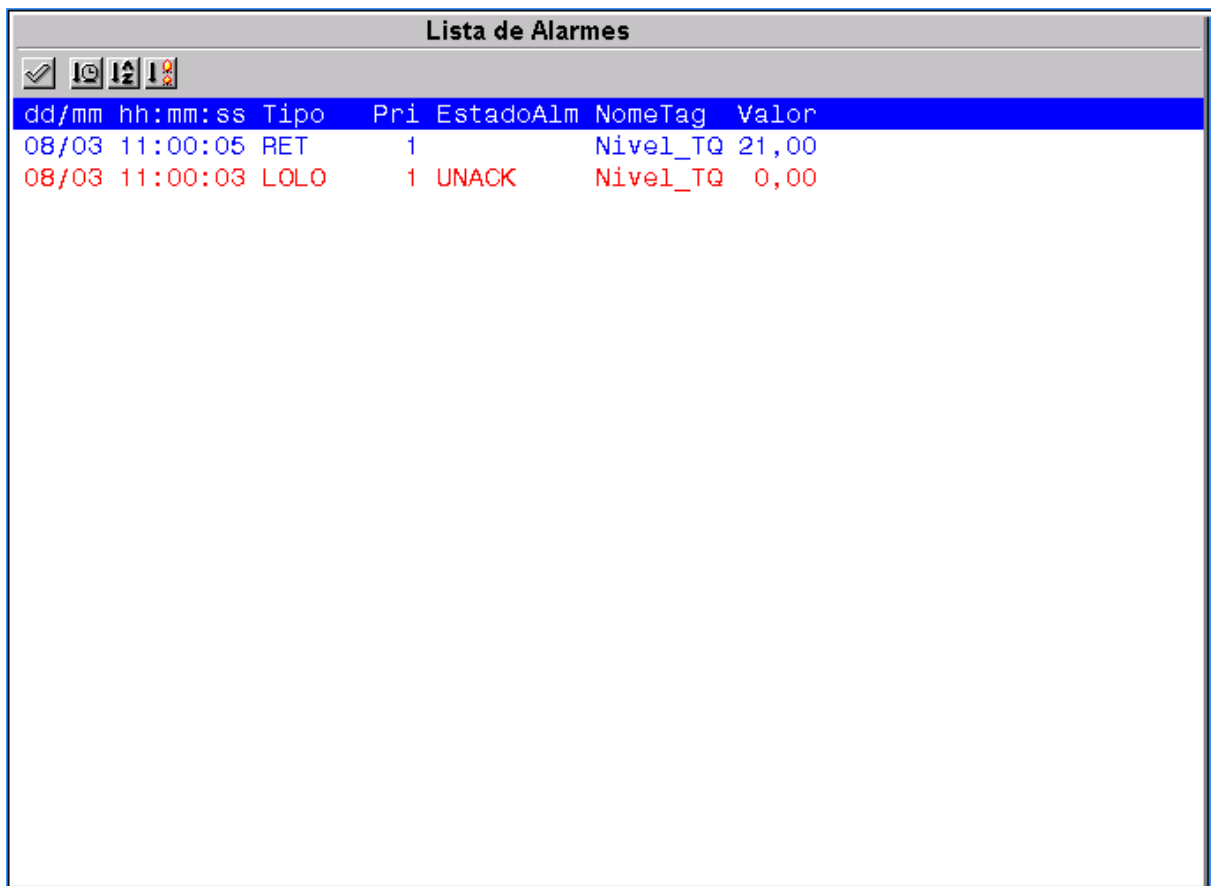


Figura 14. Gráficos da planta

Pode se gerar também, a partir do sistema supervisorio, uma série de alarmes, que foram detectados durante o processo. A tela do supervisorio com a lista de alarmes gerados é mostrada na Figura 15.



The screenshot shows a window titled "Lista de Alarmes" with a toolbar containing icons for check, print, zoom, and refresh. Below the toolbar is a table with the following data:

dd/mm	hh:mm:ss	Tipo	Pri	EstadoAlm	NomeTag	Valor
08/03	11:00:05	RET	1		Nivel_TQ	21,00
08/03	11:00:03	LOLO	1	UNACK	Nivel_TQ	0,00

Figura 15. Alarmes da planta

5.1 - OPC (OLE for Process Control)

O padrão OPC estabelece as regras para que sejam desenvolvidos sistemas com interfaces padrões para comunicação dos dispositivos de campo (controladores, sensores, etc) com sistemas de monitoração, supervisão e gerenciamento (SCADA, MES, ERP, etc).

A tecnologia OLE (*Object Linking and Embedding*) foi desenvolvida pela Microsoft em meados de 1990, para suprir a necessidade de se integrar diferentes aplicações dentro da plataforma Windows, de forma a solucionar os problemas de desempenho e confiabilidade do até então utilizado padrão DDE (Dynamic Data Exchange).

No sistema, o software de supervisão Elipse efetua a comunicação com o controlador DFI 302 através do padrão OPC. Usamos um servidor OPC fornecido pela SMAR e um Cliente OPC Server.

O sistema supervisorio é capaz de monitorar e gerenciar os dados através dos tags que são colocados à disposição do sistema supervisorio via OPC Server. Eles são variáveis definidas nos *softwares* Syscon e Logic View.

Então uma variável de um instrumento definida no Syscon, por exemplo, pode ser monitorada no supervisorio, gerando alarmes e gráficos. Portanto para alterar um gráfico ou um alarme no supervisorio, os tags precisam ser alterados.

No Elipse SCADA utilizamos o *ORGANIZER* para ter acesso a todos os atributos da aplicação, podendo alterar as propriedades dos componentes da aplicação de maneira fácil e rápida. Através dele que podemos importar via OPC SERVER os tags de uma determinada aplicação e visualizá-los. Podemos visualizar também as telas, alarmes, receitas, etc.

CONCLUSÃO

Na implantação da automação do processo de medição de vazão e BSW no LAMP fica evidente que além implementar um novo método de medição em petróleo, buscou-se utilizar as tecnologias mais atuais disponíveis em redes industriais para efetuar com precisão e confiabilidade as medições das grandezas envolvidas.

As novas tecnologias em redes industriais estão sendo inseridas com bastante intensidade nas melhores indústrias do mundo, incluindo o Brasil, a fim de se obter flexibilidade, economia e rapidez em seus processos. Logo em um processo de graduação obter conhecimentos práticos e teóricos nessas tecnologias torna-me melhor preparado para engajar num ambiente industrial.

Com a utilização dos barramentos de campo procura-se a redução no custo da fiação, no tempo de instalação e comissionamento, o aproveitamento da inteligência local dos instrumentos, a eliminação de erros de conversões A/D e D/A, e a disponibilização de informações que levem a um aumento da eficiência operacional com redução de custos de manutenção e operação.

Como essas tecnologias são novas, não se saber ainda se elas são totalmente imunes a erros, por isso algumas empresas tem um certo receio em investir nessas tecnologias por causa da necessidade de segurança e confiabilidade na execução do processo, mas essa barreira está sendo eliminada aos poucos devido as grandes vantagens que essas tecnologias oferecem.

Outro crescimento importante para mim na utilização e implementação dessas tecnologias são as informações teóricas e práticas recebidas na área de engenharia como um todo dos engenheiros de algumas empresas, principalmente a PETROBRAS.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Geisel, Alysson, Desenvolvimento do Sistema Supervisorio para Laboratório de Avaliação de Medições em Petróleo, Relatório de estágio, 2003.
- [2] Silva, Walmy André Cavalcante de Melo, Página eletrônica, <http://www.cefetrn.br/~walmy>
- [3] SMAR, Manual de treinamento Foundation Fieldbus, São Paulo 2002.
- [4] SMAR, Manual de treinamento DFI 302, São Paulo 2002.
- [5] SMAR, Manual de operação e instalação do Syscon – Syscon configurador do sistema, São Paulo, 2002.
- [6] Fieldbus Foundation, Fieldbus Online, Página eletrônica, <http://www.fieldbus.org>
- [7] Elipse Software LTDA, Manual do Usuário ELIPSE SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition System, São Paulo 2002
- [8] ISA, Fieldbus for Process Control: Engineering, Operation and Maintenance, USA, 2002.
- [9] Lima, Carlos Eduardo. Dissertação de Mestrado: Automação de Testes de Produção e Determinação de BSW de Poços Produtores de Petróleo, Natal/RN, 2000.

ANEXO

RELATÓRIO DO 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: *Eudes Gomes de Araújo Júnior*

Supervisores do Estágio: Fabiano Medeiros de Azevedo
Vicente Delgado Moreira

Orientador: Prof. Dr. Andrés Ortiz Salazar

Co-orientador: Prof. Dr. André Laurindo Maitelli

NATAL-RN
Agosto/2006

Eudes Gomes de Araújo Júnior

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

Agosto/2006

Eudes Gomes de Araújo Júnior

Relatório técnico referente à disciplina DCA 0990 *Estágio Supervisionado* do Curso de Engenharia de Computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, orientado pelo professor *Andrés Ortiz Salazar*, realizada pelo aluno *Eudes Gomes de Araújo Júnior*, apresentado e aprovado em ____ de _____ de _____, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

André Ortiz Salazar

Orientador

André Laurindo Maitelli

Co-Orientador

Vicente Delgado Moreira
Supervisor - PETROBRAS

Fabiano Medeiros de Azevedo
Supervisor - PETROBRAS

Natal, ____ de _____ de _____.

Agradecimentos

A Deus por me guiar, me iluminar e me conceder forças para superar as dificuldades.

Aos meus pais, que sempre estiveram presentes nos momentos importantes da minha vida. Ajudando-me sempre que era necessário.

Ao meu irmão pelo companheirismo e minha namorada pelo apoio dado durante o período.

Aos meus orientadores Ortiz e Maitelli pelos ensinamentos, orientação, amizade e apoio presentes em todos os momentos.

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.

Resumo

O presente relatório visa relatar as atividades realizadas pelo estagiário Eudes Gomes de Araújo Júnior, aluno do curso de Engenharia de Computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, na empresa Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, na gerência de Suporte Técnico, denominada de Engenharia de Instalações, Processamento e Automação da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE/ST/EIPA), sendo coordenado e supervisionado pelos Engenheiros Eletrônicos Vicente Delgado Moreira e Fabiano Medeiros de Azevedo e orientado por Andrés Ortiz Salazar e André Laurindo Maitelli, professores doutores do Departamento de Engenharia de Computação e Automação da UFRN.

A disciplina de estágio supervisionado visa aumentar a integração entre empresa, aluno e universidade, assim como preparar o aluno para enfrentar o mercado de trabalho. Durante o estágio o aluno pode aplicar seus conhecimentos adquiridos durante a sua vida acadêmica, participar da rotina da empresa e adquirir conhecimentos específicos em projetos, instalações e automação em engenharia.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	01
1. A EMPRESA.....	03
1.2. Unidade de negócios de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte – Ceará.....	05
1.3. Dados recentes da empresa.....	07
2. PROGRAMA DAS ATIVIDADES.....	08
2.1. Projeto - medidores de corrosão.....	08
2.1.1. Atividades propostas.....	08
2.1.2. Atividades desenvolvidas.....	08
2.1.3. Descrição da Atividade	08
2.2. Otimização de malhas de controle.....	09
2.2.1. Atividades propostas.....	09
2.2.2. Atividades desenvolvidas.....	10
2.2.3. Descrição da Atividade	10
2.2.3.1. Fundamentação teórica.....	12
2.2.3.2. Utilização das ferramentas de otimização e relatório desenvolvido.....	12
2.3. Sistema de informação gerencial – Plant Information.....	09
2.3.1. Atividades propostas.....	10
2.3.2. Atividades desenvolvidas.....	10
2.3.3. Descrição da Atividade	09
2.3.3.1. Sistemas de Informação Gerencial.....	25
2.3.3.2. Plant Information e ProcessBook.....	27
2.3.3.3. Sistema Supervisório desenvolvido.....	31
2.4. Ambientação com normas e documentações de projeto.....	33
2.4.1. Atividades propostas.....	34
2.4.2. Atividades desenvolvidas.....	34
2.4.3. Descrição da Atividade	34
2.4.3.1. Documentos necessários dos projetos de instrumentação e automação.....	33
2.4.3.2. Atividades realizadas.....	35
CONCLUSÃO	38
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Organograma simplificado do ST/EIPA.....	06
Figura 2. Filtro implementado.....	13
Figura 3. Algoritmo implementado.....	15
Figura 4. Unidades que foram otimizadas durante a auditoria.....	19
Figura 5. Avaliações extraídas da Interface Web do PlantTriage.....	21
Figura 6. Sumário da corporação.....	22
Figura 7. Sumário da unidade.	23
Figura 8. Sumário das malhas.....	23
Figura 9. Dado x Informação numa indústria.....	27
Figura 10. Sistema Supervisório desenvolvido.....	31
Figura 11. Telas de informações da estação coletora de Upanema.....	32

INTRODUÇÃO

Durante o período do estágio as atividades realizadas tiveram um foco principal na área de instrumentação, automação e otimização de processos de plantas industriais em petróleo e gás natural. Apesar do estudo ter sido específico nessas áreas, outras áreas importantes da empresa também foram estudadas superficialmente, como por exemplo, mecânica e processamento. É isso que foi feito com ajuda de livros e apresentações dos engenheiros especializados.

As principais atividades foram divididas em áreas e períodos; cada atividade tinha as semanas necessárias para a sua realização. As atividades eram supervisionadas por dois engenheiros, que me orientaram no estudo das mais diversas atividades de engenharia realizadas pela empresa.

A primeira atividade realizada foi o estudo de quatro medidores de corrosão, de fabricantes diferentes, utilizados pela empresa no acompanhamento de corrosão de dutos. As leituras dos medidores são disponibilizadas no *Excel* e o principal objetivo do trabalho era avaliar qual o melhor instrumento para realizar essa medição. Como atividade, foi elaborado um filtro de sinais a ser aplicado nos dados coletados a partir dos transmissores. Para isso foi desenvolvido um algoritmo para execução do filtro utilizando *Visual Basic* no próprio *Excel*. O software faz um tratamento estatístico dos dados, tornando os dados mais legíveis (a relação sinal-ruído é alta). Com isso, pode-se gerar gráficos de desempenho para verificar a exatidão de cada medidor.

Após essa atividade, foi iniciado um estudo detalhado sobre otimização de malhas de controle. Foi destinado um período para a fundamentação teórica em toda a parte de controle e um período para ambientação junto à ferramenta utilizada na otimização das malhas. Foram

realizadas viagens a campo e diversas atividades importantes que serão descritas posteriormente.

Outra atividade realizada foi um estudo muito importante dos softwares Plant Information e ProcessBook. Eles são utilizados para automatizar a coleta, o armazenamento e a apresentação das informações das plantas e/ou dos processos da empresa. Após a fundamentação teórica do assunto, foi desenvolvido um sistema supervisor para gerenciar as informações de alguns dutos da área sul de Mossoró.

Outra importante atividade realizada foi relativo a projetos de automação. Foram realizados estudos de normas, comentários de alguns books de projetos e uma ambientação com os softwares utilizados pela empresa para a automação de projetos. O ponto mais importante dessa atividade foi compreender a documentação e as ações necessárias para realizar um projeto.

1. A EMPRESA

A lei 2.004 de outubro de 1953 homologou a criação da PETROBRAS. A empresa teria o objetivo de executar as atividades no setor de petróleo e derivados no Brasil em nome da União.

Ao longo de cinco décadas, tornou-se líder na distribuição de derivados no País, num mercado competitivo fora do monopólio da União, colocando-se entre as quinze maiores empresas petrolíferas na avaliação internacional. Em 1997, o Brasil, através da Petrobras, ingressou no seleto grupo de 16 países que produz mais de 1 milhão de barris de óleo por dia. Nesse mesmo ano foi promulgada a Lei n ° 9.478, que abriu as atividades da indústria petrolífera no Brasil à iniciativa privada.

Com a lei, foram criados a Agência Nacional do Petróleo (ANP), encarregada de regular, contratar e fiscalizar as atividades do setor, e o Conselho Nacional de Política Energética, um órgão formulador da política pública de energia.

Desde então a Petrobras dobrou sua produção e em 2003 ultrapassou a marca de 2 milhões de barris de óleo equivalente por dia, que inclui petróleo, gás e outros. E continuará crescendo. Em sintonia com a mudança do cenário, a Petrobras segue preparada para a livre competição, ampliando novas perspectivas de negócios e com maior autonomia empresarial.

A sede da Petrobras está localizada na cidade do Rio de Janeiro. Porém, ela possui escritórios e gerências de administração em importantes cidades brasileiras como Brasília, Salvador e São Paulo, além de estar presente em diversas localidades nas quais realiza suas atividades de exploração, produção, refino e distribuição, possuindo ainda escritórios em Londres, Nova Iorque e Japão e outros países.

O segredo do sucesso da Petrobras é justamente a eficiência de suas unidades espalhadas por todo o Brasil: refinarias, áreas de exploração e de produção, dutos, terminais, gerências regionais e sua grande frota petroleira (própria e contratada).

A empresa se encontra dividida estrategicamente em quatro áreas de negócio - E&P (Exploração e Produção), Abastecimento, Gás & Energia e Internacional, duas de apoio - Financeira e Serviços, e as unidades corporativas ligadas diretamente à presidência. Essa estrutura permite que cada área desenvolva seu potencial e se beneficie do valor agregado ao negócio.

O Sistema Petrobras também inclui três subsidiárias (empresas independentes com diretorias próprias, interligadas à Sede) em sua estrutura:

- Petrobras Química S.A (Petroquisa), que atua na indústria petroquímica;
- Petrobras Distribuidora S.A. (BR), que atua na distribuição de derivados de petróleo;
- Petrobras Transporte S.A.(Transpetro), criada para executar as atividades de transporte marítimo da Companhia.

Além disso, há, na cidade do Rio de Janeiro, um centro tecnológico de excelência, o CENPES – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras, que desenvolve algumas das mais avançadas tecnologias do mundo na área do petróleo e é reconhecido internacionalmente pela sua grande competência.

1.2. Unidade de negócios de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte – Ceará

Como dito anteriormente, a empresa se encontra dividida estrategicamente em quatro 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.

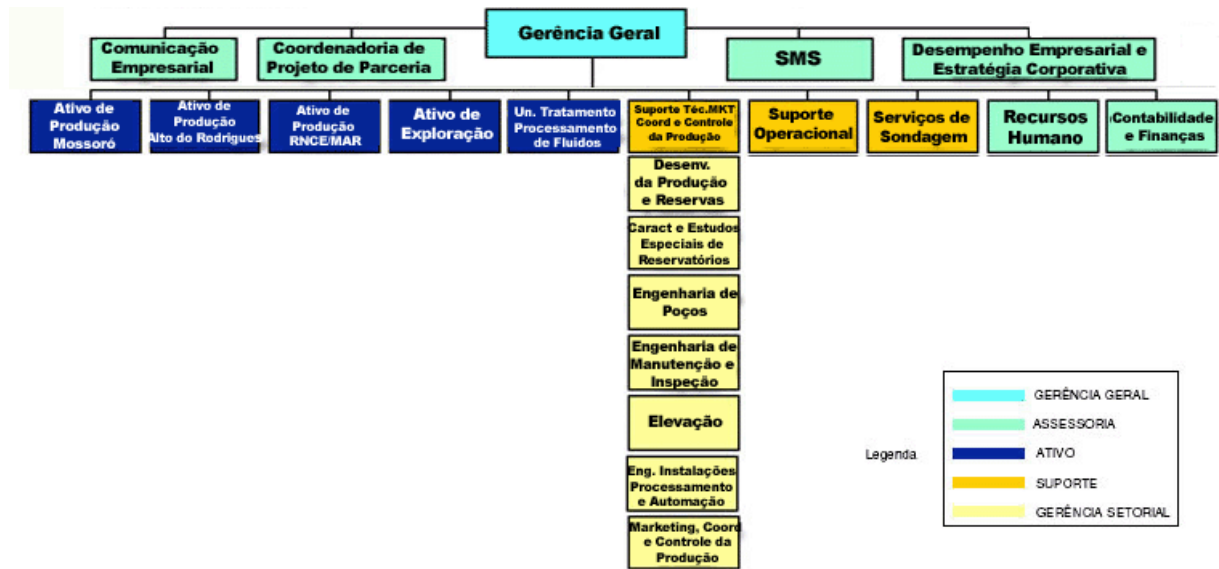


Figura 1. Organograma simplificado.

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.

1.3. Dados recentes da empresa

A PETROBRAS anunciou em 2006 a auto-suficiência do Brasil em petróleo. Esse resultado só foi possível graças ao grande esforço tecnológico que a empresa promoveu, junto com o Cenpes, para a capacitação de seus técnicos e a estimulação do desenvolvimento da indústria nacional. Hoje, a companhia é líder em tecnologia de águas profundas, produz à profundidade de 1.886 metros de lâmina d'água, explora a quase 3 mil metros e, por duas vezes, recebeu o prêmio máximo do setor de petróleo, o *OTC (Offshore Technology Conference) Distinguished Achievement Award*.

A PETROBRAS é a 14ª empresa de petróleo do mundo no ranking da publicação *Petroleum Intelligence Weekly* e seu valor de mercado já ultrapassou US\$ 100 bilhões. Em 2005, o lucro líquido de R\$ 23,7 bilhões foi um recorde, e os investimentos somaram R\$ 25,7 bilhões, sendo 60% destinados à produção de petróleo e gás natural. Os dados mais recentes divulgados pela empresa são mostrados a seguir:

- Lucro líquido consolidado: R\$ 23,7 bilhões (2005).
- Investimentos: R\$ 25,7 bilhões (2005) e R\$ 38 bilhões (2006).
- Valor de mercado: R\$ 218 bilhões (jan/2006).
- Reservadas provadas (critério SPE): 13,232 bilhões/boe.
- Produção (média diária dez/2005): óleo → 1.749.938 barris, gás natural → 42,4 milhões de m³, exterior → 260 mil boe/dia.
- Plataformas em produção: 102, sendo 75 fixas e 27 flutuantes.
- Sondas de perfuração: 64, sendo 22 em terra e 42 no mar.
- Dutos: 30.343 Km.
- Frota de navios: 115, sendo 50 próprios e 75 afretados.

2. ATIVIDADES REALIZADAS

2.1. Projeto - medidores de corrosão

2.1.1. Atividades propostas

- Estudar quatro manuais de fabricantes de medidores de corrosão.
- Implementar um programa em Excel para filtrar dos dados coletados pelos medidores.

2.1.2. Atividades desenvolvidas

- O filtro foi implementado no próprio excel em Visual Basic.
- O filtro implementado atendeu o exigido.

2.1.3. Descrição da Atividade

A corrosão, em seu princípio mais básico, é o processo inverso da metalurgia onde estruturas metálicas enterradas ou submersas tendem a retornar ao seu estado mineral, ou seja, trata-se da deterioração de metais e ligas por ação química do meio ambiente (água ou solo). Desta forma, as estruturas metálicas submetidas a estes ambientes podem estar sob severa ação de processos corrosivos, o que pode acarretar enormes prejuízos ambientais e econômicos. Mesmo assim, os oleodutos ainda são o meio de transporte mais seguro e econômico para transportar grandes volumes de petróleo a grandes distâncias.

A eminente preocupação com danos ambientais, perdas de produção e aumento de custos operacionais relacionados às falhas em dutos, leva as operadoras de petróleo a traçarem estratégias que estabeleçam ações necessárias à operação segura desses dutos. Tendo-se em vista que um dos maiores problemas encontrados nestes é a corrosão, a qual é responsável por uma grande porcentagem dos custos com manutenção, é importante um monitoramento em

tempo real das taxas de corrosão que esses dutos estão sofrendo. É importante também observar se os dados coletados pelos medidores são reais.

O período inicial dessa atividade foi estudar quatro medidores de corrosão de 3 fabricantes diferentes. Foi verificado quais eram os procedimentos que eles utilizavam para medição e quais eram as ferramentas matemáticas utilizadas na interpretação dos dados.

Os transmissores são do tipo 4-20 mA e os dados desses transmissores eram coletados 8 vezes por dia. Cada fabricante tinha uma fórmula matemática que transforma o valor medido, x (mA), em perda de metal (Metal Loss), dado em micrometros (μm). As fórmulas de cada fabricante são descritas abaixo:

Transmissor A e C:

$$\text{Perda_de_metal} = 100 \times \frac{(x \times 64 - 256)}{(x \times 64 + 744)}$$

Transmissor B e D:

$$\text{Perda_de_metal} = \frac{(x - 4)}{16 \times 2 \times 25.4}$$

Os dados calculados apresentaram uma certa irregularidade em alguns momentos da medição, e isso é um fato que teve que ser verificado. Uma idéia proposta era fazer um filtro que otimizasse a interpretação dos dados, bem como a importante função de filtrar esse valor transformando em um valor mais legível da corrosão. O filtro calcula a taxa de corrosão do duto ao ano. A Figura 2 ilustra o filtro desenvolvido.

A necessidade de ser fazer um filtro de taxa de corrosão ao ano, além de se ter uma média dos valores, é também devido a relativa mudança das últimas casas decimais dos dados da perda de metal. Por exemplo, se os dados da perda de metal de um fabricante mudasse de valores na quinta casa decimal, não seria necessário aplicar o filtro porque ao se multiplicar por valor da diferença dos dados por $(365 * 8)$ o valor da taxa ao ano seria de 1 a 2 mm. Se por outro lado a mudança

O filtro elaborado foi indicado por um dos fabricantes dos medidores. No manual do fabricante continha as fórmulas matemáticas e idéia geral que o filtro iria proporcionar aos dados. O filtro é baseado em regressão linear e as fórmulas matemáticas são mostradas abaixo.

$$\text{Taxa_de_corrosão} = \frac{\sum y_i (x_i - \mu)}{\sum (x_i - \mu)^2}$$

Onde,

$$\mu = \frac{\sum x_i}{m}$$

e,

y = valor da perda de metal, correspondendo ao número de intervalos

X = intervalos

m = número de pontos usados para a regressão

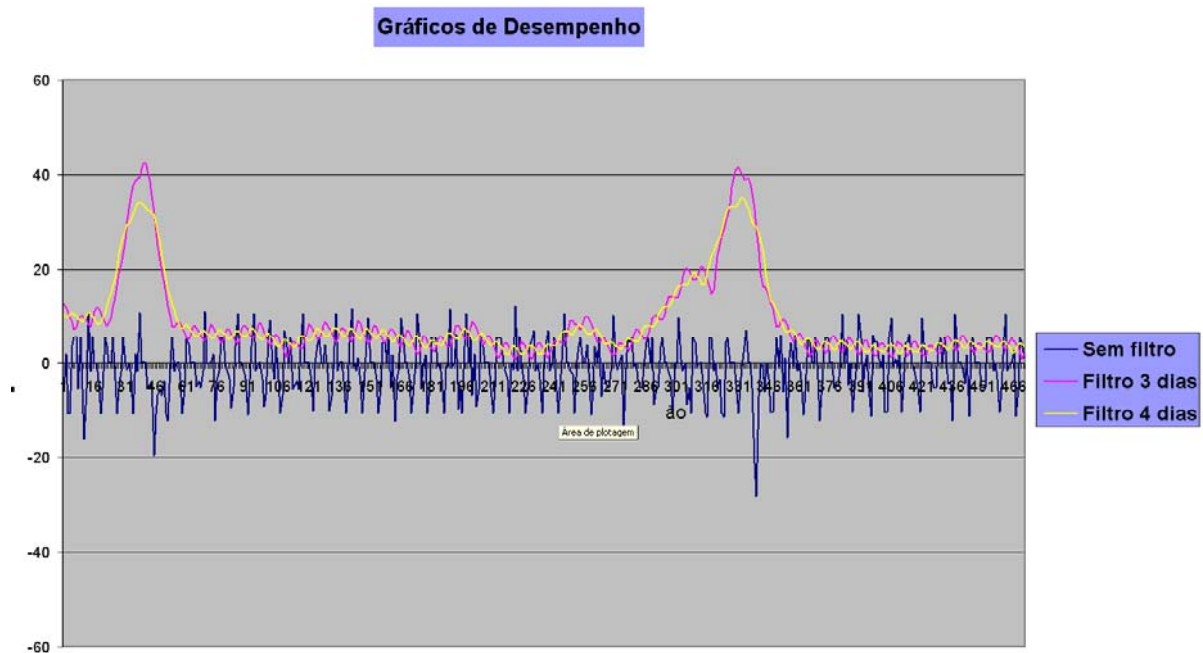
Antes de implementar o algoritmo no Visual Basic, a taxa foi implementada implementação do software

2	3	4	5	6	7	8	9	10	16	17	18	19	20	21	22	23
DATA	Medição em 4-20 mA				Perda de Metal (Metal Loss, μm)				Parâmetros do Filtro		Taxas de corrosão					
	Transmissor A	Transmissor B	Transmissor C	Transmissor D	Transmissor A	Transmissor B	Transmissor C	Transmissor D	Dias	1	2	3	4			
10/02/2005 14:20:00	7,982587814	4,47245121	6,158236027	8,910685539	20,3115	12,1364	1,5000	15,59142659								
10/02/2005 17:20:00	7,983215332	4,459023476	6,178989457	8,481984634	20,3140	12,2388	1,4574	14,16680121								
10/02/2005 20:20:00	7,980773926	4,463842392	6,17654705	8,510566711	20,3041	12,2267	1,4727	14,32104931								
10/02/2005 23:20:00	7,977111816	4,465981604	6,17654705	8,514228621	20,2892	12,2267	1,4909	14,33267651								
11/02/2005 02:20:00	7,980773926	4,467984649	6,18020916	8,515449524	20,3041	12,2448	1,4858	14,33655224								
11/02/2005 05:20:00	7,980773926	4,464698792	6,18020916	8,516670227	20,3041	12,2448	1,4754	14,34042797								
11/02/2005 08:20:00	7,979553223	4,472615514	6,17654705	8,520234299	20,2991	12,2267	1,5012	15,3042439								
11/02/2005 11:20:00	7,986877441	4,475653172	6,175326347	8,975811958	20,3289	12,2207	1,5102	15,79820297								
11/02/2005 14:20:00	4,659011841	4,473608017	6,182650566	8,525314713	4,0470	12,2568	1,5037	14,88537421								
11/02/2005 17:20:00	4,002441406	4,465491295	3,997558594	8,495307922	0,0156	-0,0156	1,4779	14,27260265								
11/02/2005 20:20:00	7,98038145	4,467900753	6,17654705	8,513008118	20,3339	12,2267	1,4856	14,32880077								
11/02/2005 23:20:00	7,98098145	4,471198559	6,17654705	8,515449524	20,3339	12,2267	1,4961	14,33655224								
12/02/2005 02:20:00	3,996490479	4,467598398	6,18020916	8,506091118	-0,0225	12,2448	1,4845	14,3068393								
12/02/2005 05:20:00	3,996490479	4,456678391	6,181429863	8,50629425	-0,0225	12,2508	1,4500	14,30748425								
12/02/2005 08:20:00	7,995422363	4,468185352	6,17654705	8,778108597	20,3636	12,2267	1,4897	15,17049479								
12/02/2005 11:20:00	8,002746582	4,469217777	6,178989457	8,935378075	20,3933	12,2388	1,4898	15,6682539								
12/02/2005 14:20:00	8,006408691	4,472054958	6,186312675	8,584013939	20,4082	12,2749	1,4968	14,55424426								
12/02/2005 17:20:00	8,003142357	4,468591624	6,183871269	8,443427086	20,3949	12,2628	1,4909	14,107881								
12/02/2005 20:20:00	7,999480724	4,46436054	6,18020916	8,511990547	20,3801	12,2448	1,4742	14,32556999								
12/02/2005 23:20:00	7,999280802	4,462257385	6,18020916	8,515449524	20,3793	12,2448	1,4677	14,33655224								
13/02/2005 02:20:00	8,000305176	4,466380119	6,18020916	8,516670227	20,3834	12,2448	1,4808	14,34042797								
13/02/2005 05:20:00	8,003967285	4,466283798	6,181429863	8,516670227	20,3983	12,2508	1,4805	14,34042797								
13/02/2005 08:20:00	8,002746582	4,46503067	6,175465584	8,942702293	20,3933	12,2214	1,4765	15,69307978								
13/02/2005 11:20:00	8,010070801	4,476049423	6,176989457	8,522936688	20,4230	12,2388	1,5115	15,66207392								
13/02/2005 14:20:00	8,01133502	4,464238644	6,152037373	8,920322418	20,4527	12,1551	1,4740	15,62202368								
13/02/2005 17:20:00	8,014953613	4,467588398	6,191195488	8,491645813	20,4428	12,2989	1,4845	14,26097546								
13/02/2005 20:20:00	8,011291504	4,458231449	6,17654705	8,511787415	20,4279	12,2267	1,4549	14,32492504								
13/02/2005 23:20:00	8,007629395	4,462012231	6,180348396	8,513008118	20,4131	12,2455	1,4612	14,32880077								
14/02/2005 02:20:00	8,011291504	4,467075825	6,172884941	8,514228621	20,4279	12,2087	1,4830	14,33267651								
14/02/2005 05:20:00	8,007629395	4,463413715	6,17654705	8,515449524	20,4131	12,2267	1,4713	14,33655224								
14/02/2005 08:20:00	8,011291504	4,465493347	6,172745705	8,94148159	20,4279	12,2080	1,4778	15,68920405								
14/02/2005 11:20:00	8,022277832	4,466015816	6,170582771	8,891635895	20,4724	12,1973	1,4796	15,53094397								
14/02/2005 14:20:00	8,025939941	4,462653637	6,174105644	8,819516182	20,4873	12,2147	1,4689	15,30196388								
14/02/2005 17:20:00	8,018615723	4,460984194	6,175326347	8,4904356	20,4576	12,2207	1,5271	14,25713303								
14/02/2005 20:20:00	8,018635426	4,477730274	6,172745705	8,497758919	20,4626	12,2080	1,5168	14,28038743								
14/02/2005 23:20:00	8,015971184	4,464302554	6,172884941	8,501421926	20,4469	12,2087	1,4742	14,29201462								
15/02/2005 02:20:00	8,015971184	4,451302528	6,172884941	8,515449524	20,4469	12,2087	1,4329	14,33655224								
15/02/2005 05:20:00	8,016174316	4,461068663	6,172745705	8,516670227	20,4477	12,2080	1,4639	14,34042797								
15/02/2005 08:20:00	8,018615723	4,458895206	6,171664238	8,965628624	20,4576	12,2026	1,4570	15,76587088								
15/02/2005 11:20:00	8,025939941	4,455757618	6,175326347	8,986414185	20,4873	12,2207	1,4470	15,86361504								
15/02/2005 14:20:00	8,029602051	4,462621689	6,174105644	8,931469917	20,5021	12,2147	1,4688	15,65741699								

Figura 2. Filtro implementado.

A partir da Figura 2 pode-se perceber que a primeira coluna é a data da medição, as próximas 4 mostram as medidas dos 4 medidores em mA, as outras 4 mostram o valor

convertido na perda de metal de cada duto. As outras colunas fazem parte do filtro implementado, nota-se que é necessário colocar as entradas de dados para informar ao algoritmo qual é a célula inicial e final, isso determina qual o medidor será trabalhado no filtro. É importante também informar qual a coluna de saída, não precisa informar a linha de saída porque o algoritmo calcula isso a partir do número de pontos dados. O último dado de entrada é o número de pontos que serão utilizados no filtro, se vão ser usados 8, 16, 24, 32 ou 40 pontos, isso quer dizer que vão ser usados 1, 2, 3, 4 ou 5 dias respectivamente, pois são coletados 8 medições por dia. O algoritmo implementado está mostrado na Figura 3.



O algoritmo foi implementado no *Visual Basic®*, esta ferramenta está disponível no próprio Excel. O algoritmo dava diversos valores de saída:

- Linha e coluna de saída.
- Média utilizada no filtro.
- Pesos multiplicadores utilizados no filtro.

- Valores calculados pelo filtro, esse valor mostra a taxa de perda de metal por ano.

Para elaborar o filtro, foi primeiramente desenvolvido um algoritmo pseudocódigo do problema. Após isso, foi utilizado um software que está incluso no próprio *Microsoft Excel*, a linguagem utilizada na implementação do algoritmo foi o *Visual Basic*. O algoritmo implementado está mostrado na Figura 3.

```

Microsoft Visual Basic - Corrosimetro.xls [criação] - [Plan1 (Código)]
Arquivo  Editar  Exibir  Inserir  Formatar  Depurar  Executar  Ferramentas  Suplementos  Janela  Ajuda
Ln 9, Col 21

Private Sub Bt1_Click()
    Dim i, j, x, z, saida_linha, saida_coluna, controle1, controle2 As Integer
    Dim controle3, coluna, inicial, final As Integer
    Dim media, denomin, npontos, numerador, aux1, aux2, aux3 As Double
    Dim array_pesos(100) As Single
    npontos = Worksheets("Plan1").Cells(10, 17).Value
    ' numeros de pontos para fazer a filtragem
    x = 1
    For j = 2 To npontos
        x = x + j
    Next j
    media = x / npontos
    ' rotina acima faz o somatorio e dividir pelo n° de pontos para ter a media
    aux1 = media
    controle1 = npontos / 2
    aux1 = aux1 - 1
    i = 1
    Worksheets("Plan1").Cells(19, 17).Value = media
    denomin = 2 * (aux1 ^ 2)
    While (aux1 > 0)
        array_pesos(i) = aux1
        ' vetor dos pesos, o aux1 é um auxiliar que acumular os pesos que vão ser inseridos no vetor
        Worksheets("Plan1").Cells(18 + i, 18).Value = array_pesos(i)
        aux1 = aux1 - 1
        denomin = 2 * (aux1 ^ 2) + denomin
        ' essa rotina calcular o valor do denominador a partir do pesos
        i = i + 1
    Wend
    coluna = Worksheets("Plan1").Cells(7, 18).Value
    inicial = Worksheets("Plan1").Cells(7, 17).Value ' valor inicial da coluna
    final = Worksheets("Plan1").Cells(8, 17).Value 'valor final da coluna
    controle2 = inicial
    controle3 = inicial + (npontos - 1)
    'controle2 e controle 2 são os valores da linha que variam entre o numero de pontos
    aux2 = Worksheets("Plan1").Cells(controle2, coluna).Value
    ' aux2 é o valor da celula inicial que variam entre o numero de pontos
    aux3 = Worksheets("Plan1").Cells(controle3, coluna).Value
    ' aux3 é o valor da celula final(entre a n°ponto) que variam entre o numero de pontos
    saida_coluna = Worksheets("Plan1").Cells(9, 18).Value
    saida_linha = (inicial + controle1)
    Worksheets("Plan1").Cells(19, 16).Value = saida_linha
    Worksheets("Plan1").Cells(21, 16).Value = saida_coluna
    While controle3 < (final + controle1)
        numerador = (aux3 - aux2) * array_pesos(1)
        For t = 2 To controle1
            controle2 = controle2 + 1
            controle3 = controle3 - 1
            aux2 = Worksheets("Plan1").Cells(controle2, coluna).Value
            aux3 = Worksheets("Plan1").Cells(controle3, coluna).Value
            numerador = (aux3 - aux2) * array_pesos(t) + numerador
        Next t
        'valor do numerador de uma unica linha da saída
        Worksheets("Plan1").Cells(saida_linha, saida_coluna).Value = (numerador / denomin) * 8 * 365
        'valor da saída de apenas uma linha
        saida_linha = saida_linha + 1 ' proxima linha da celula de saída
        controle2 = inicial + 1
        inicial = controle2
        controle3 = controle2 + (npontos - 1)
        'controle2 e controle3 são atualizados com os "npontos" da coluna para fazer a proxima saída
        aux2 = Worksheets("Plan1").Cells(controle2, coluna).Value
        'aux2 é o valor da celula inicial que variam entre o numero de pontos
        aux3 = Worksheets("Plan1").Cells(controle3, coluna).Value
        ' aux3 é o valor da celula final(entre a n°ponto) que variam entre o numero de pontos
    Wend
End Sub

```

Figura 3. Algoritmo implementado.

2.2. Otimização de malhas de controle

2.2.1. Atividades propostas

- Fundamentação teórica em sistemas de controle.
- Fundamentação teórica em sintonia de malhas de controle (K_p , K_i , K_d).
- Estudo dos softwares de otimização de malhas de controle, Plant Triage[®] e PID Tuner da Expertune[®].
- Monitoração dos índices de desempenho das malhas de controle durante uma auditoria na UPGN-II, localizado na UTPF de Guamaré.
- Fazer uma apresentação dos resultados do software Plant Triage, relativos à UPGN-II.

2.2.2. Atividades desenvolvidas

- Relatório técnico sobre a implantação do Plant Triage para otimização dos processos da UPGN-II e validação da auditoria feita.
- Apresentação em power point da utilização do Plant Triage no processo da UPGN-II.

2.2.3. Descrição da Atividade

2.2.3.1. Fundamentação teórica

As soluções de otimização visam o aumento do desempenho geral de processos industriais. Através da monitoração em tempo real do desempenho de malhas de controle, e da auditoria e da otimização destas malhas utilizando-se dados históricos, é possível garantir a qualidade desejada para os produtos, a redução dos custos de produção, à redução da necessidade de paradas para manutenção de equipamentos, e o conseqüentemente aumento do lucro das empresas.

Nesta área atuam engenheiros de controle e automação, cuja missão é estudar o funcionamento das malhas de controle, propor e implementar soluções para aumentar a eficiência destas malhas, de forma a maximizar os ganhos operacionais de indústrias dos mais variados segmentos.

Apesar do controlador PID ser utilizado e estudado há muito tempo, o desempenho das malhas de controle na indústria não é satisfatório em alguns casos. Isto se deve ao fato de algumas implementações apresentarem os seguintes problemas:

- Problemas de processo e variações na dinâmica do mesmo (tempo morto, constante de tempo, etc.);
- Dificuldades de controle (não-linearidades, interações, perturbações, ruídos, etc.)
- Estratégias de controle incompatíveis com as necessidades do processo e objetivos de controle;
- Dimensionamento inadequado dos elementos da malha de controle;
- Erros na implementação dos controladores PID, principalmente quando se utilizam controladores lógicos programáveis;
- Problemas na instalação de instrumentos e atuadores;
- Configurações inadequadas e problemas de calibração de instrumentos e atuadores;
- Problemas de desgaste de atuadores (histerese, folga, agarramento, etc.);
- Sintonia inadequada;
- Problemas de manutenção dos elementos da malha de controle;
- Restrições e problemas operacionais.

Sabendo disso, a *OSI Soft* desenvolveu o *PlantTriage*®, ele é um software para monitoração, em tempo real e de forma contínua, do desempenho de malhas de controle de plantas industriais. Como o número de malhas de controle presente em uma planta industrial geralmente é elevado e os recursos para manutenção do desempenho ótimo destas malhas são escassos, faz-se necessário o uso de uma ferramenta como o *PlantTriage*® para avaliação on-

line de todas as malhas de controle e priorização das malhas com o pior desempenho, que uma vez ajustadas, poderão trazer maior retorno financeiro para a empresa.

É possível assim, através do *PlantTriage*®, sumarizar as malhas com melhores oportunidades de retorno econômico para direcionamento dos recursos de manutenção. A apresentação do desempenho das malhas, unidades de produção e planta é baseada em navegadores WEB, permitindo o monitoramento a partir de qualquer computador.

O *PlantTriage*® possui mais de 46 índices de avaliações, que fornecem o diagnóstico automático dos principais problemas existentes nas malhas de controle.

A *Expertune* disponibiliza o software *PID Tuner*®, que é acoplado ao *PlantTriage*®, que permite intervir na malha para determinar os melhores parâmetros de sintonia e estudar em detalhe problemas de atuadores. Desta forma, uma vez escolhida a malha a ser diagnosticada, e já possuindo o diagnóstico automático do problema, pode-se utilizar o software *PIDTuner*® para fazer uma análise detalhada e ajustar a malha para apresentar um desempenho ótimo de acordo com o modelo identificado para o processo e tendo-se em vista um critério de desempenho.

Além de realizar a sintonia das malhas de controle, o software analisado possui ainda ferramentas para análise detalhada das malhas como cálculos de histerese de válvulas, agarramento, análises espectrais e estatísticas.

2.2.3.2. Utilização das ferramentas de otimização e relatório desenvolvido

Antes do início dos trabalhos nos processos da UTPF, foi realizado o estudo de algumas normas de segurança do trabalho vigentes na PETROBRAS. Após a leitura dos procedimentos “Gerenciamento de Mudanças na UN-RNCE”, “Emissão de permissão para

trabalho - PT” e “Controle de alterações, manutenção e testes em sistemas de automação industrial”, ficaram evidenciados os procedimentos que devem ser tomados para realizar uma mudança no processo.

O motivo do estudo dessas normas foi porque a partir das ferramentas do PlantTriage é possível alterar ou deletar variáveis ou informações importantes de outros softwares utilizados para controlar o processo, portanto não era permitindo durante o período de estágio que fosse feito nenhum tipo de mudança, somente informar a uma pessoa responsável a necessidade de uma mudança.

Após isso, foi feito um estudo detalhado na teoria e na prática de sistemas de controle, buscando o aprofundamento nas técnicas de otimização e sintonia de malhas de controle.

Logo após o aprofundamento teórico, iniciou-se o período de ambientação com o processo da UPGN-II, o qual foi o piloto na utilização das ferramentas do PlantTriage para otimização das suas malhas de controle. Ocorreram visitas a UTPF para que o processo e as malhas de controle presentes nela fossem entendidos de maneira bem detalhada.

Os softwares PlantTriage e PID Tuner estão sendo utilizados na UTPF de Guamaré, e com eles foi realizado uma auditoria das malhas de controle da UPGN-II. O foco do trabalho foi nas unidades do Forno-24001, Resfriamento de Gás, Vaso-24002, Vaso-24003, Torre Deetanizadora e Torre Debutanizadora. As unidades sintonizadas estão mostradas na Figura 4. Os softwares foram configurados para monitorar e otimizar 25 malhas de controle presentes no processo.

Área	Unidade	Malha	Descrição
UPGN-II	F-24001	FIC240090	Vazao de oleo
UPGN-II	F-24001	FIC240096	Gas Combustivel
UPGN-II	F-24001	FIC240097	Ar de Combustão
UPGN-II	F-24001	PIC240154	Pressao Gas Combust.
UPGN-II	F-24001	TIC240213	Temperatura Oleo Térmico
UPGN-II	F-24001	TIC79107	Temperatura Whru
UPGN-II	Resfriamento Gas	LIC240004	Nível Propano p/ P-240002
UPGN-II	Resfriamento Gas	LIC240006	Nível Propano p/ P-240004
UPGN-II	Resfriamento Gas	PIC240133	Pressão V-240009
UPGN-II	Torre Debutanizadora	FIC240052	Vazão de óleo no aquecedor
UPGN-II	Torre Debutanizadora	LIC240055	Nível NGL Base Torre
UPGN-II	Torre Debutanizadora	PIC240089	Pressao V-24007
UPGN-II	Torre Debutanizadora	QIC240002	Poder Calorífico do óleo Oleo Term. P-24011 T- 24002
UPGN-II	Torre Debutanizadora	TIC240132	
UPGN-II	Torre Deetanizadora	FIC240026	Vazao NGL Base Torre
UPGN-II	Torre Deetanizadora	FIC240027	Vazão de óleo no aquecedor
UPGN-II	Torre Deetanizadora	LIC240028	Nível Condensado Torre
UPGN-II	Torre Deetanizadora	QIC240001	Poder Calorífico do óleo Oleo Term. P-24008 T- 24001
UPGN-II	Torre Deetanizadora	TIC240084	
UPGN-II	V-24002	FIC240003	Vazao Condensado
UPGN-II	V-24002	LIC240008	Nível Condensado
UPGN-II	V-24003	FIC240020	Vazao Condensado
UPGN-II	V-24003	LIC240021	Condensado do V-24003

Figura 4. Unidades que foram otimizadas durante a auditoria.

Utilizando o protocolo OPC, o software Plant Triage coleta dados on-line de algumas variáveis do CLP e calcula 46 índices de desempenho que podem ser acessados remotamente pelo browser ou relatórios podem ser gerados para envio via e-mail..

Os índices também são calculados em valores percentuais normalizados e/ou com ponderação econômica. Estes são identificados pelo prefixo %T e %E. Abaixo alguns dos índices considerados pela ferramenta: estão destacados aqueles que foram selecionados como KPI's (indicadores chave de desempenho).

Índices para desempenho de controle:

- **Variance:** Dispersão da variável controlada normalizada pela faixa de medição.
- Variability: Dispersão da variável controlada em relação ao valor médio.
- **Integral Absolute Error:** Totaliza o módulo do erro de controle (diferença entre SP-setpoint e PV- variável controlada).
- **Average Error, not abs:** Totaliza o erro de controle. Valor positivo significa que a PV esteve a maior parte do tempo abaixo do setpoint e o valor negativo indica que a PV esteve a maior parte do tempo acima do setpoint.

- **Relative Response Time:** Indica a velocidade relativa das malhas de controle. É utilizado no desacoplamento ou sincronismo de malhas e também para se estimar a capacidade das malhas de rejeitar perturbações de carga.

Índices para diagnóstico de problemas:

- **Oscillating:** Detecção de oscilação. Quanto mais próximo de 100%, maior a certeza de que a malha apresenta oscilação.
- **Osc – Hardware:** Detecção de oscilação causada por problemas no atuador.
- **Osc – Load:** Detecção de oscilação causada por carga ou por perturbações de carga.
- **Osc – Tuning:** Detecção de oscilação causada por sintonia inadequada.
- **Oscillation Periods:** Principais ciclos que compõem o espectro de frequência de um sinal.
- **Time in Normal:** Tempo em que o controlador é mantido em modo automático.
- **Noise Band:** Detecção do nível de ruído presente na PV.
- **Output at Limit:** Tempo em que a ação de controle permanece limitada (em 100% ou em 0%) indicando falta de capacidade de controle.

O software mostra todas as malhas que estão com problemas, em alguns ele mostra até onde está o problema, em outros casos é necessário fazer diversos estudos de diagnóstico que o próprio software oferece. É importante definirmos a ordem de sintonia, considerando as malhas acopladas. Frequentemente, é necessário passar algumas malhas para manual, de forma a verificar o comportamento desta isoladamente, permitindo modelar apenas a resposta da malha sob estudo.

Na Figura 5 mostra-se algumas avaliações utilizadas para medição do desempenho global das malhas de controle. Foram destacadas na tabela aquelas avaliações com notas consideradas relativamente altas, que podem indicar a existência de possíveis problemas nas malhas de controle.

Loop name	Description	Unit operation	Avg abs error	%T Avg abs error	Average error, not abs	Variability	Noise band	Oscillating
PIC240133	Pressão V-240009	Resfriamento Gas	0.1161	7.7%	-0.0060	0.6495	0.2665	78
PIC240154	Pressao Gas Combust.	F-24001	1.082	216.5%	0.0001	15.32	3.378	84.29
LIC240021	Condensado do V-24003	V-24003	0.5246	10.5%	0.0107	2.377	0.2221	20.59
PIC240089	Pressao V-24007	Torre Debutanizadora	0.0808	no baseline	-0.0005	1.22	0.01879	84.29
QIC240001		Torre Deetanizadora	0.591	40.6%	0	6.16	0.02626	27.93
TIC240132	Oleo Term. P-24011 T-24002	Torre Debutanizadora	0.2098	13.2%	-0.0594	0.6551	0.002799	2.5
TIC240213	Temperatura Oleo Termico	F-24001	0.1256	51.3%	0.0070	0.405	0.0292	8.824
QIC240002		Torre Debutanizadora	1.068	44.7%	-0.0001	9.565	0.5042	81.03
TIC240084	Oleo Term. P-24008 T-24001	Torre Deetanizadora	0.152	46.1%	0.0016	2.143	0.004696	10.3
LIC240006	Nível Propano p/ P-240004	Resfriamento Gas	0.604	40.9%	0.0191	2.198	2.293	0.0001429
FIC240096	Gas Combustivel	F-24001	1.152	144.0%	0.1222	6.049	3.265	84.29
FIC240097	Ar de Combustão	F-24001	0.5394	11.2%	0.0081	3.037	0.7804	74.86
FIC240027		Torre Deetanizadora	0.3116	30.2%	-0.0003	6.384	0.1866	81.03
FIC240052		Torre Debutanizadora	1.769	74.9%	-0.0030	11.81	1.64	80.69
LIC240004	Nível Propano p/ P-240002	Resfriamento Gas	3.798	108.5%	0.0316	14.18	12.91	70.29
FIC240020	Vazao Condensado	V-24003	1.66	78.8%	0	12.54	2.321	84.29

Figura 5. Avaliações extraídas da Interface Web do PlantTriage.

No Plant Triage todos os índices podem ser normalizados (por exemplo, o índice “%T Avg Abs Error ” representa o índice “Avg Abs Error” em sua forma normalizada) de forma que uma nota acima de 100% indica que a avaliação está acima do que foi considerado normal. Isto facilita a compreensão da magnitude das avaliações e possibilita que a atenção seja dada para aquelas malhas que podem ser realmente melhoradas e não somente para aquelas que possuem um pior desempenho absoluto, lembrando ainda que um mau

desempenho pode ser resultado de um processo difícil de ser controlado e não necessariamente porque a malha está mal ajustada.

Alguns índices de desempenho, tais como: Detecção de oscilação (“oscillating”), tempo em automático (“Time in Normal”) e saturação da saída (“Output at Limit”) são de interpretação simples e geralmente sinalizam a presença de algum tipo de problema numa malha de controle. Eles podem ser usados numa visão macro da planta para definir quais unidades da corporação necessitam de maior atenção.

A Figura 6 mostra a condição geral das malhas monitoradas na unidade de Guamaré. No futuro, no caso de existirem outros servidores do PlantTriage na Petrobras, estes poderão ser interconectados para possibilitar que diferentes unidades produtivas sejam comparadas entre si.

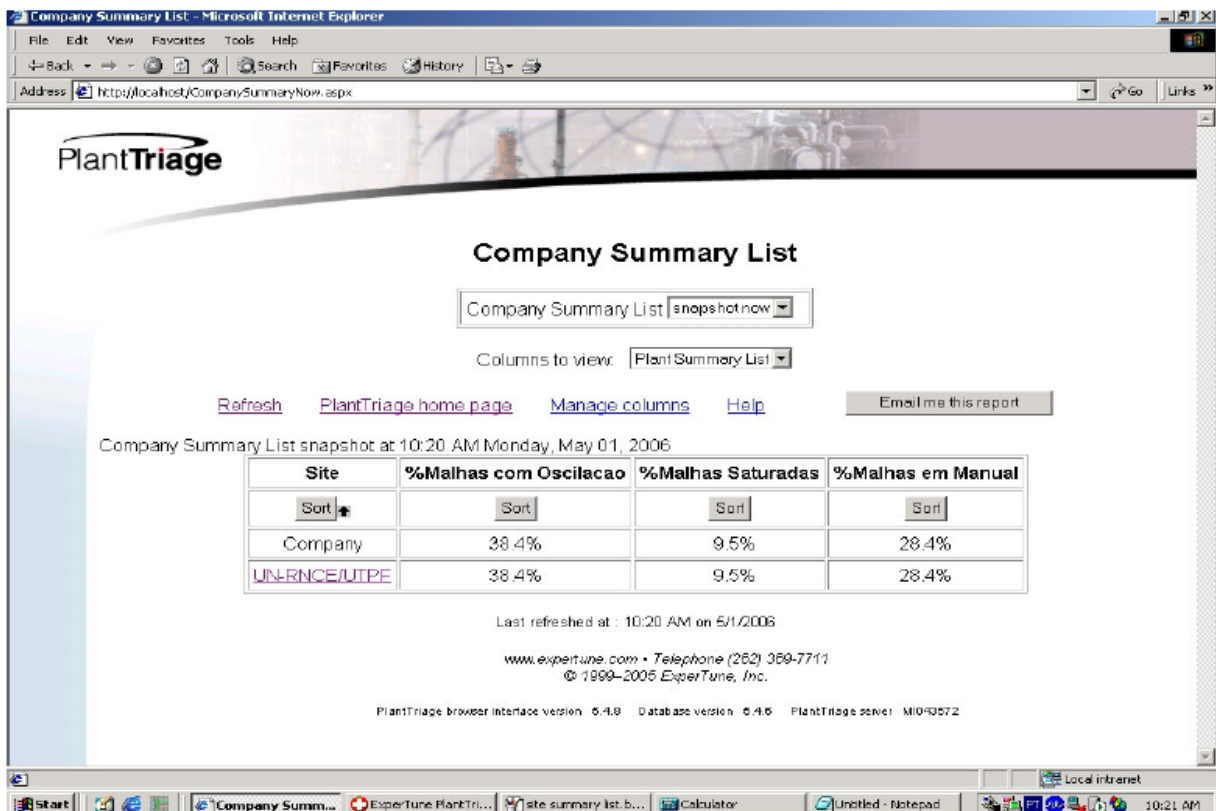


Figura 6. Sumário da corporação.

Permite comparar a condição das malhas de controle entre diferentes unidades da Petrobras

Ao seleccionar a unidade produtiva, podemos visualizar o sumário e comparar as diferentes linhas produtivas que compõem determinada unidade, ver Figura 7.

E, da mesma forma, ao seleccionar uma linha de produção, QAV por exemplo, podemos visualizar e comparar a condição das malhas de seus principais equipamentos, ver Figura 8.

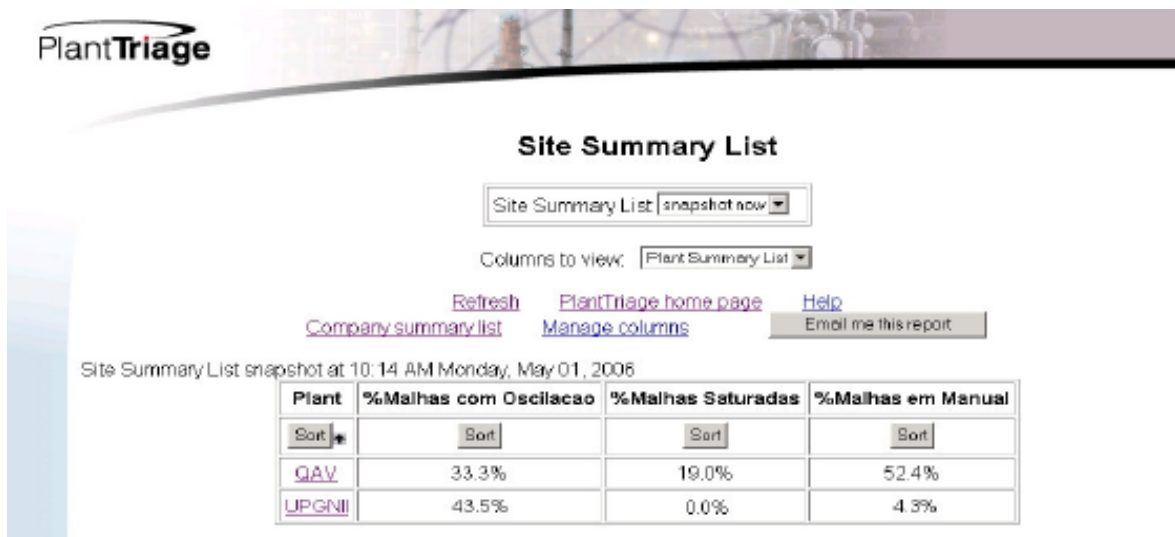


Figura 7. Sumário da unidade.

Permite comparar a condição das malhas de controle entre diferentes linhas produtivas.

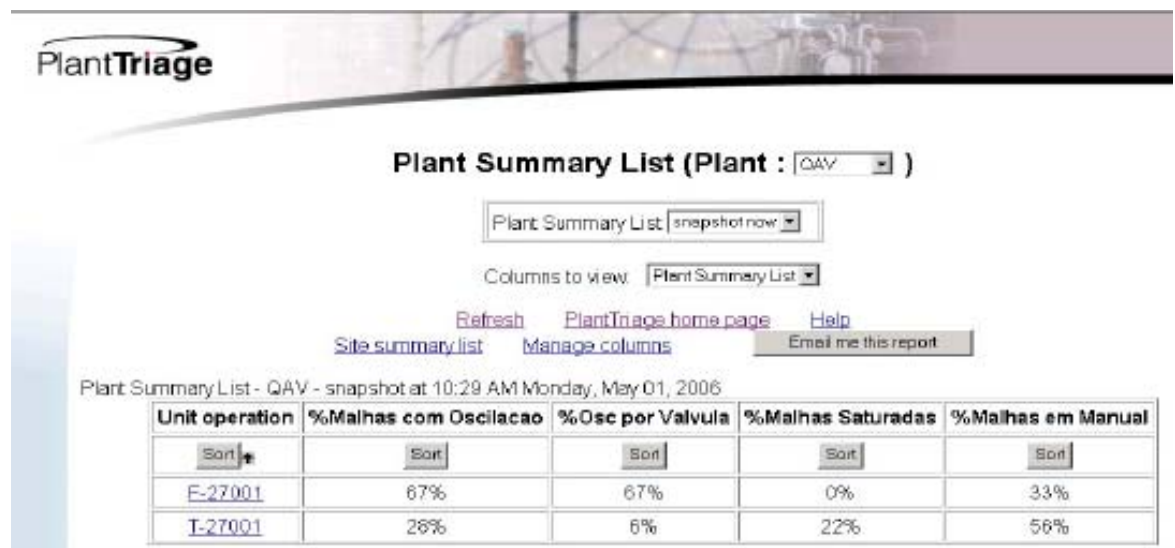


Figura 8. Sumário da malhas.

Permite comparar a condição das malhas de controle entre áreas de processo diferentes.

Com o objetivo de verificar se o desempenho das malhas de controle, após o período de auditoria, melhoraram realmente o processo, foi feito um relatório de validação da auditoria. Para a avaliação do desempenho atual das malhas de controle comparou-se e analisou-se os resultados obtidos pelo software PlantTriage em três períodos diferentes: antes da auditoria, depois da auditoria e período de realização do relatório.

Para identificar as malhas que estão apresentando problema de sintonia, são definidas algumas estratégias utilizadas na sintonia dessas malhas. É importante ressaltar que geralmente as malhas estão acopladas e, ajustes feitos nela, podem comprometer o desempenho de outras. Para identificar se as malhas são acopladas, pode-se observar os períodos de oscilações coincidentes.

Neste contexto, foram apresentados alguns exemplos que podem caracterizar uma malha com sintonia inadequada. Identificada a malha a ser re-sintonizada, alguns testes simples podem ser realizados para modelar o sistema em malha aberta ou fechada. Utilizando-se softwares dedicados, é possível obter modelos bastantes precisos e, a partir destes, determinar a sintonia para as malhas. Esta sintonia deverá considerar o compromisso entre robustez e desempenho.

Para a maioria das malhas de controle industriais, sugere-se a implementação de parâmetros robustos, garantindo a estabilidade das malhas e reduzindo oscilações indesejadas. Para malhas não-lineares, sugere-se a obtenção de vários modelos em diferentes pontos operacionais e a escolha do modelo que irá levar aos parâmetros de sintonia mais adequados. Alternativamente, pode-se calcular e implementar linearizadores na saída do controlador.

Os estudos de otimização das unidades de processamento da UPGN-II, apresentados no relatório feito pelo estagiário, demonstraram que o ajuste adequado das malhas de controle

pode garantir a redução de variabilidade desejada para as malhas de controle, o que irá se traduzir em resultados expressivos, em termos de qualidade e eficiência operacional.

2.3. Sistema de informação gerencial – Plant Information

2.3.1. Atividades propostas

- Estudo de apostilas e apresentações do Plant Information e ProcessBook.
- Estudar fluxogramas de engenharia e telas do Intouch com objetivo posterior de cadastrar as variáveis no Plant Information.
- Fazer um sistema supervisorio que mostre todas as informações importantes dos dutos da área sul de Mossoró.

2.3.2. Atividades desenvolvidas

- Palestra sobre o software Intouch e RSLogix05.
- Desenvolvimento de um sistema supervisorio no ProcessBook para mostrar de modo amigável as informações coletadas pelo Plant Information dos dutos da área sul de Mossoró.
- Fazer o cadastro das variáveis no Plant Information que serão utilizadas no supervisorio.

2.3.3. Descrição das atividades

2.3.3.1. 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, são de destacada importância os 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.

Um 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.

3.3.2. Plant Information e ProcessBook

O sistema PI (Plant Information) é uma infra-estrutura para o gerenciamento de informações que torna os dados de operação mais facilmente disponível 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, armazena-os e processa-os, transformando-os em informações úteis. A figura 9 mostra um exemplo aplicado na indústria química.

Com o Sistema PI, todos os níveis da empresa ganham 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.

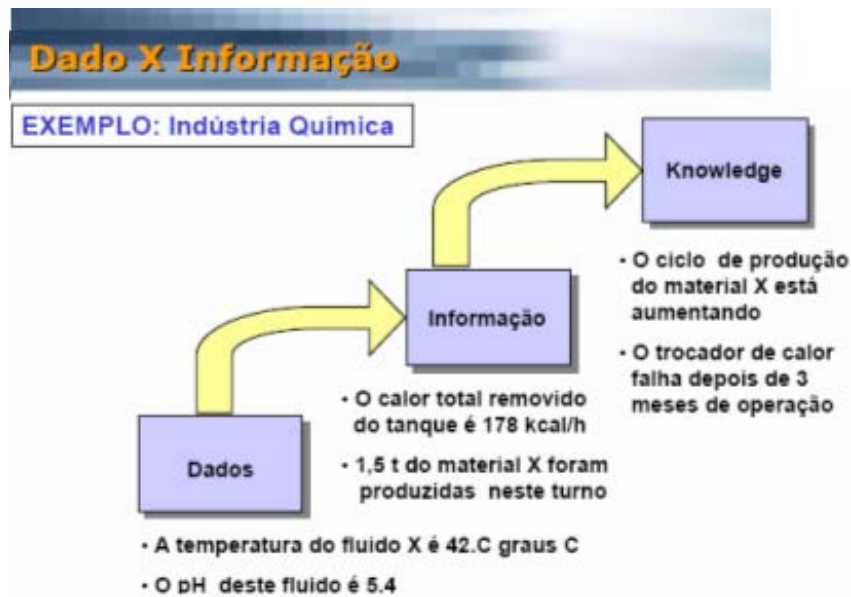


Figura 9. Dado x Informação numa indústria

O sistema PI ajuda a otimizar o desempenho do processo, maximizando a produção e os rendimentos. As aplicações são usadas pelos coordenadores, gerentes, e operadores, no nível de controle da planta. Hoje, há demanda por informação na direção da empresa (gerentes de produção, gerentes da qualidade, área comercial, e etc.)

Basicamente, o PI é um software de banco de dados, onde 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, 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 (tipicamente de 10:1) 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.

O sistema PI dispõe de ferramentas especialmente desenvolvidas com a finalidade de conexão com os sistemas industriais tornando essa tarefa mais fácil. Essa ferramenta já dispõem de uma grande variedade de drivers de comunicação (tipicamente 350), cobrindo a maioria dos sistemas existentes e englobando as mais novas tecnologias de troca de

informação, tais como o OPC. Caso não se tenha o driver específico para a conexão entre o PI e o sistema industrial em questão, existem ferramentas disponibilizadas pelos fabricantes que facilitam a confecção de um novo driver.

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, 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. Isto é possível devido à disponibilização das informações através de Add-Ins (Excel) ou através do mecanismo ODBC, que permite consulta "*real time*" à base de dados, através de comandos SQL.

As facilidades descritas acima possibilitam que o próprio usuário do PI gere os relatórios que deseja, sem a necessidade de contratar uma “*software house*” para desenvolvê-los. Isto representa uma grande economia em relação a custos de implementação de software.

Além das formas de visualização através de ferramentas que disponibilizam gráficos e textos, as informações ainda podem ser acessadas através de sinóticos resumidos e através da internet.

O sistema PI incorpora outras funções que antes só existiam nos níveis de supervisão e controle ou no nível corporativo. É possível associar um alarme para quaisquer variáveis ou acompanhar essas variáveis com contexto financeiro. Tabelas contendo os preços associados aos diversos insumos podem ser obtidas dos sistemas corporativos e novas variáveis no processo podem ser criadas através de cálculos. Feito isto, o usuário passa a ter, além da tradicional visão de processo, uma visão financeira do seu negócio.

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.

3.3.3. Sistema Supervisório desenvolvido

Foi desenvolvido um sistema supervisório para apresentar de maneira amigável todas as informações importantes da área sul de Mossoró. A Figura 10 ilustra este sistema desenvolvido.

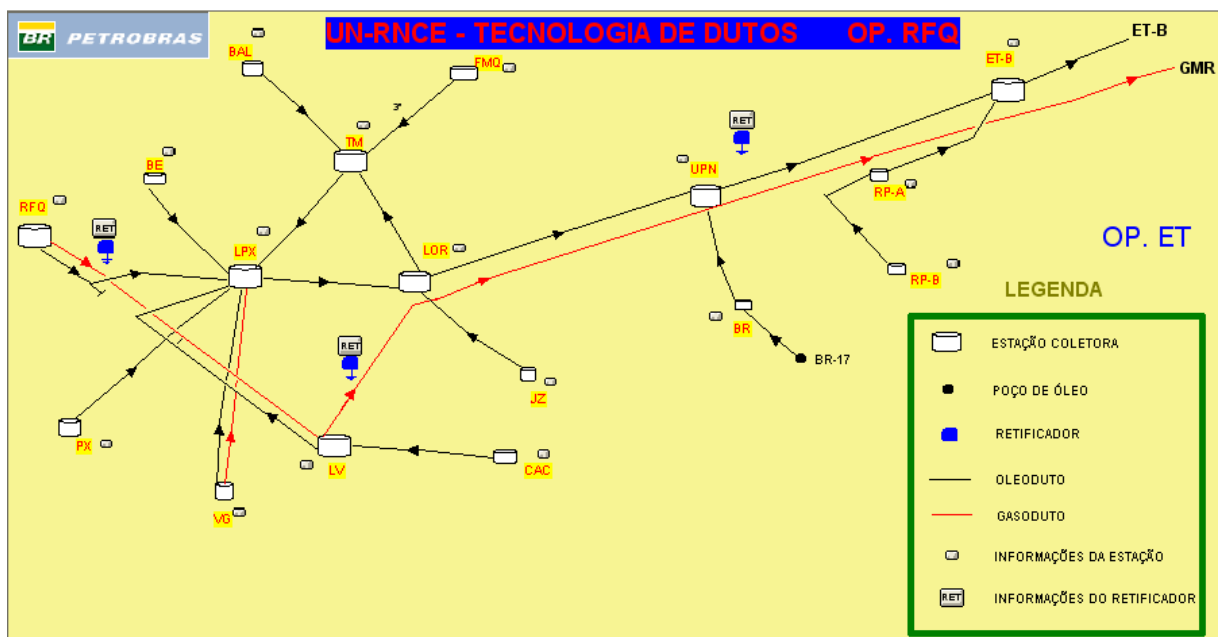


Figura 10. Sistema Supervisório desenvolvido.

Foi utilizado o software Plant Information e ProcessBook no desenvolvimento desse sistema. O PlantInformation foi utilizado para fazer o cadastro de todas as variáveis que foram utilizadas como informação. O ST/EIPA utiliza padrões para o cadastramento das variáveis, de modo que a organização das informações fique ainda maior.

O ProcessBook é uma das ferramentas do PlantInformation, ele é utilizado para desenvolvimento de sistemas supervisórios, e tem um papel fundamental na gerência das informações de forma amigável. O ProcessBook utiliza as variáveis que estão cadastradas no PlantInformation.

As informações disponibilizadas pelo supervisório são importantes porque mostram as informações importantes de todas as estações coletoras da área sul de Mossoró. Antigamente as informações das estações coletoras estavam presentes somente nos sistemas supervisórios de algumas estações, ou seja quando algum profissional necessitasse tomar uma decisão ou apenas saber as informações de alguma estação coletora, ele tinha que ligar para o operador do sistema para que ele desse a informação. Com o sistema, todas as informações estão disponíveis a todo momento no supervisório e podem ser acessadas em qualquer lugar que esteja cadastrado no sistema Plant Information.

Cada estação coletora tem um botão que fica ao lado do desenho da estação, quando o botão é apertado abre uma tela que contém todas as informações da estação desejada. A Figura 11 mostra a tela que contém as informações da estação coletora de Upanema.

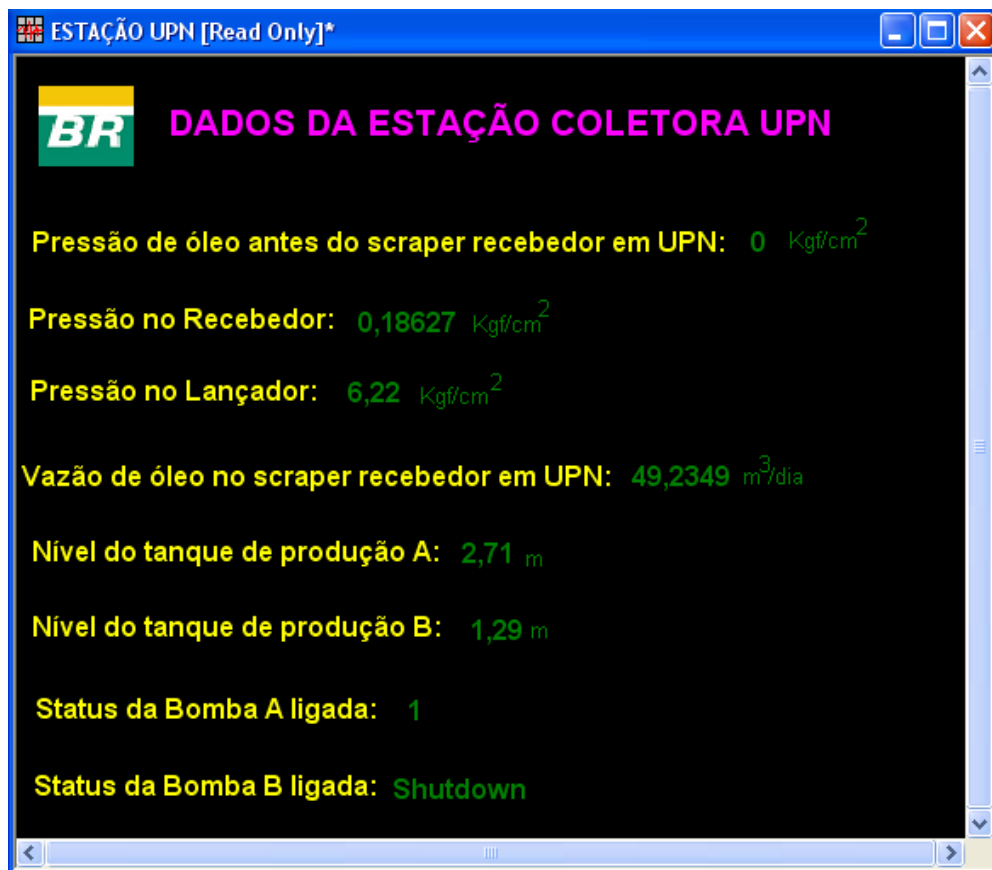


Figura 11. Telas de informações da estação coletora de Upanema.

2.4. Ambientação com normas e documentações de projeto

2.4.1. Atividades propostas

- Estudo e análise em projetos existentes e documentações utilizadas.
- Estudo das normas N-1882 e N-1883.
- Palestra sobre Automação de projetos e os softwares utilizados.
- Estudar memorial descritivo do projeto e a documentação técnica do projeto de detalhamento das plataformas PAG-02, PUB-10, PUB-03, da PAG-02 e PARB-1.

- Acompanhamento em campo da implantação do projeto de automação da estação coletora de Canto do Amaro – C.
- Visita à plataforma PUB-02 para acompanhar levantamento de campo do projeto de dispersão de gases.

2.4.2. Atividades desenvolvidas

- Conhecer o projeto de injeção de vapor em Alto do Rodrigues.
- Conhecer o projeto de Bio-Diesel na UTPF em Guamaré.
- Revisão da lista de documentos da PAG-02.
- Fazer comentários do projeto "Melhorias na Automação" das plataformas PAG-02, PUB-10, PUB-03, da PAG-02 e PARB-1.
- Conhecer toda a automação necessária para automatizar um teste de poço.
- Conhecer todo o processo, automação e instrumentação utilizado na principal plataforma (PUB-02) da UN-RNCE.

2.4.3. Descrição das atividades

2.4.3.1. Principais documentos necessários para elaborar projetos de instrumentação e automação.

- **Fluxogramas**

Os **fluxogramas de processo** devem conter a indicação dos equipamentos e respectivos “tags” (parte superior do desenho) e uma tabela (parte inferior do desenho) com a discriminação das correntes e as informações, tais como: composição da mistura, vazão molar e mássica, vazões volumétricas do óleo, do gás e da água, entalpia, peso molecular, pressão,

temperatura e densidade do gás. A instrumentação a ser mostrada é apenas a de controle com a indicação das linhas principais e as válvulas de bloqueios essenciais.

Os **fluxogramas de engenharia** devem conter as informações mecânicas dos equipamentos e tubulações. As malhas de controle serão mostradas de forma detalhada indicando a instrumentação de campo e de painel (local ou central). Os acessórios necessários à instalação dos instrumentos não devem ser mostrados neste desenho, a menos que necessários à compreensão da função dos instrumentos.

- **Diagrama de malha**

Desenhos esquemáticos que devem mostrar de forma individual os componentes de uma malha, esse documento deve conter as seguintes informações:

- Função da malha;
- Todos os dispositivos pertencentes à malha com suas identificações (tags) e modelo;
- Conexão a circuitos de intertravamento e/ou sequeciamento e suas respectivas identificações;
- Identificação de todos os terminais elétricos, pneumáticos e hidráulicos nos instrumentos, painéis, caixas de junção, armários, etc.
- Identificação da localização física dos instrumentos representados, tais como, frete de painel, traseira de painel, seção do painel, etc.
- Ligações às fontes de energia mostrando os valores de tensão e/ou pressão, com identificação dos terminais.

- **Diagrama Causa x Efeito**

Deve mostrar o inter-relacionamento entre eventos anormais possíveis de ocorrer durante a operação normal da unidade e as ações que serão tomadas pelo sistema de segurança, como também as seqüências automáticas de parada, partida ou manobras operacionais específicas. Deve também ser apresentado na forma matricial Causa x Efeito, tendo os elementos primários na linha de “causa” e os finais (inclusive alarme) na coluna “efeito”, todos devidamente identificados.

Devem ser considerados nesse diagrama todos os sinais de intertravamento inclusive das unidades, com o restante da instalação.

- **Diagrama lógico**

É uma implementação do diagrama de causa x efeito usando portas lógicas (“E”, “OU”, “FLIP-FLOP”, “TEMPORIZADORES”, etc).

- **Planta de instrumentação elétrica**

Deve incluir todos os instrumentos de campo. Deve conter a locação, interligação e elevação dos instrumentos de campo, e respectivas caixas de junção, painéis locais, encaminhamentos de leitões, bem como a identificação dos cabos e multicabos.

- **Planta de instrumentação pneumática**

Deve mostrar as linhas de distribuição de ar e suas interligações com os instrumentos, caixas de junção pneumática e sua respectiva locação e elevação, bem como todas as interligações de instrumentos de campo pneumáticos e identificação de “tubings” e/ou multicabos.

- **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).

2.4.3.2. Atividades realizadas

O objetivo dessa atividade é obter noções básicas sobre a elaboração de projetos de instrumentação e automação de plantas industriais, discriminando os documentos, títulos e as informações que cada documento deve conter.

Foram estudadas diversas normas de projetos. Entre elas pode se destacar a N-1882(Critérios para elaboração de projetos de instrumentação), N-1883(Apresentação de um projeto de instrumentação/automação), N-1931(Material de tubulação para instrumentação) e a N-1710.

As primeiras atividades realizadas tiveram o objetivo de dar uma ambientação geral na área de projetos. Essa fase iniciou-se com estudos das normas descritas acima e também apresentações de profissionais que trabalham na área. As apresentações detalharam a automação dos projetos da empresa.

Após isso, foram realizadas viagens a campo para conhecer projetos. A visita ao Alto do Rodrigues teve o objetivo de conhecer todas as instalações mecânicas, a instrumentação e a automação do projeto de injeção de vapor nos poços. Foram discutidas idéias de cálculo de outras variáveis importantes ao processo, e de que modo à inserção dessas variáveis vai alterar ou interferir na instrumentação e na automação do processo.

Outra viagem a campo, nos levou à nova planta de Biodiesel instalada no pólo industrial de Guamaré. Ela é uma planta experimental com tecnologia inovadora. Será produzido Biodiesel diretamente a partir do grão, o que permitirá uma relação direta entre o produtor da mamona e a companhia. O objetivo dessa viagem a campo foi conhecer todo o processo de produção, todas as instalações, bem como toda a instrumentação e automação utilizada.

Após essas viagens, foi dedicado uma boa parte do tempo aos estudos das documentações e ações necessárias para elaborar um projeto. Após esses estudos, foi desenvolvida uma atividade bastante interessante nessa área de projeto. Os projetos alvo foram a “Melhorias na Automação das Plataformas de Ubarana-1, 2, 3 e 10 (PUB-02, PUB-03, PUB-01 e PUB-10), de Arabaiana 1(PARB-1) e de Pescada 1B(PPE-1B)”. A idéia da atividade era que a partir do memorial descritivo (MD) do projeto, fazer as revisões e comentários de erro de todos os documentos (descritos na seção anterior) presentes no book técnico de projeto de melhoria da automação das plataformas, tendo-se em vista as normas de projeto.

Os principais erros encontrados e comentados eram:

- Falta ou não impressão de documentos presentes na lista de documentos (LD) e exigidos em normas.
- Não colocar todos os equipamentos e/ou elementos pedidos de acordo com a descrição do projeto.
- Erros de nome do tags inseridos, por exemplo quando um tag era inserido numa malha de controle ela tinha que conter o mesmo número da malha.
- Não colocar alarmes de nível alto e/ou nível baixo nos transmissores inseridos nos documentos necessários.
- As ligações e o sinal correspondente das UTRs, computador de processo e links de rádios tem que estar de acordo com as normas.
- Em algumas ligações de equipamentos eram colocados conexão tipo rosca, enquanto que a norma exigia que tinha que ser encaixe e solda.
- O diagrama lógico (LD) das novas SDV's instaladas não estavam corretos.
- No diagrama de malha as novas chaves de posição inseridas, ZSH e ZSL, estavam com os contatos errados. Elas não estavam atendendo o procedimento de falha segura.
- Na requisição de material, a descrição não mencionava que o equipamento ia atuar numa atmosfera salina, bem como também não tinha o certificado à prova de explosão.
- Na folha de dados , muitas das características técnicas como materiais, sinais, alimentações e acessórios não estavam corretos.

Com a conclusão dessa atividade, foi feita uma visita à plataforma de Ubarana 2 para conhecer todo o processo, automação e instrumentação de uma plataforma marítima. Foram visualizados na prática os elementos revisados e comentados na atividade anterior. Foi feito também nessa plataforma, um estudo para instalar sensores de gás. O objetivo do estudo era

quantificar a quantidade de detectores, encontrar o melhor local para instalar esses medidores, como ele vai atuar no processo e como ele seria inserido na automação e instrumentação da plataforma.

Outra atividade desenvolvida logo após que foi adquirido a experiência em projetos, foi primeiramente ler o memorial descritivo do projeto de automação de teste de poço da estação coletora de Canto do Amaro – C. Após entendido o processo, foi feita uma visita a campo. Essa viagem tinha o objetivo de conhecer a estrutura da Petrobras na cidade de Mossoró, entender como estava a automação e instrumentação anterior da estação mencionada e verificar a validade de automatizar o teste de poço da estação.

CONCLUSÃO

O estágio atingiu o objetivo principal que foi a execução de atividades específicas na área de automação, controle e instrumentação. O contato direto com a PETROBRAS proporcionou um vínculo agradável e satisfatório e pude exercer um trabalho ao nível de responsabilidades do cargo de 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.

As visitas técnicas a campo realizadas durante o estágio proporcionaram momentos de grande aprendizado tanto no âmbito da automação e instrumentação quanto no processo e produção.

Os resultados foram alcançados de forma satisfatória no decorrer do estágio, e isso foi alcançado principalmente pela capacidade e preparo intelectual dos supervisores 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.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Manual dos fabricantes dos medidores de corrosão.
- Normas da Petrobras, ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e ISA (Instrument Society of American).
- Notas de aula do curso avaliação de desempenho de malhas de controle, ATAN SISTEMAS.
- Fundamentos de controle de processos, traduzido por ATAN SISTEMAS, Michel Ruel, Top Control INC.
- Plant Triage, Michel Ruel, traduzido por ATAN SISTEMAS, Top Control INC.
- PI-Client - Fundamentos, apostila de treinamento, UN-BA/ST-EIPA