

# **Projeto do Sistema de Automação de uma planta de Surface Well Testing**

*Relatório submetido à Universidade Federal de Santa Catarina  
como requisito para a aprovação na disciplina  
**DAS 5511: Projeto de Fim de Curso***

***Priscila Lucas Antunes***

*Florianópolis, Março de 2013*

# **Projeto do Sistema de Automação de uma planta de Surface Well Testing**

***Priscila Lucas Antunes***

Esta monografia foi julgada no contexto da disciplina  
DAS5511: Projeto de Fim de Curso  
e aprovada na sua forma final pelo  
Curso de Engenharia de Controle e Automação

***Prof. Agostinho Plucenio***

---

Assinatura do Orientador

## Agradecimentos

Em primeiro lugar, aos meus pais que fizeram com que tudo se tornasse possível, que me apoiaram e acreditaram em minhas decisões.

Aos meus irmãos, que de uma maneira ou outra sempre tornaram momentos difíceis “menos difíceis”, seja por uma orientação, um sorriso ou um abraço.

Ao meu namorado e amigo Jhony, que me apoiou e me deu forças nesse último ano de curso, aguentando minhas neuroses e manias sempre com um sorriso no rosto.

Ao meu orientador na empresa Tiago Freitas por ter me dado a oportunidade de realizar este trabalho diretamente em campo e pela sua simpatia e amizade desenvolvida durante o projeto.

Ao meu orientador no departamento, professor Agustinho que além de me ajudar durante o período deste projeto, foi sempre muito receptivo a uma boa e humorada conversa, uma das quais acabou resultando no meu interesse em fazer o estágio na empresa escolhida.

Aos meus orientadores de estágios do DAS durante o curso, professores Werner, Leandro, Stemmer e Julio por terem contribuído para minha formação e experiência.

Ao querido professor Augusto, que com seu tom calmo e reconfortante, estava sempre disposto a ajudar independente do problema.

Aos PRH-34 por me preparar para a indústria do petróleo.

Com muito carinho, a “Máfia das Automacats” (Luísa, Thaise, Carol, Robertinha, Marcelle e Shana) pelos momentos de sorriso, choro, bebedeira, comilança e preguiça que tornaram a faculdade mais divertida e emocionante.

Aos meus colegas de turma 07.1 e agregados com quem dividi as alegrias e tristezas durante a realização deste curso. Em especial a minha “fiel dupla” Bacic por me entender tão bem e ser um amigo tão especial.

Por fim, aos colegas de trabalho da Schlumberger que de uma maneira ou outra acabaram me ajudando durante o desenvolvimento deste trabalho.

## Resumo

A unidade de Testing Express foi desenvolvida pela Schlumberger no México. No primeiro semestre do ano 2012 a Schlumberger Serviços de Petróleo do Brasil recebeu em Aracaju unidades dessa planta, a fim de melhorá-las e colocá-las em operação. A unidade tem por objetivo realizar testes de superfície, de exploração e produção, de maneira rápida e eficiente. Desta forma, conseguiu-se reduzir tempos de montagem / desmontagem, possibilitar um ambiente mais seguro de trabalho e atingir os requisitos do cliente em termos de qualidade de serviço e segurança do trabalho.

A função da unidade de Testing Express aqui no Brasil consiste em realizar medições de apropriação. Esse tipo de medição é utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo, em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.

Com a criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP surgiu uma nova legislação enfocando o aspecto fiscal destas medições, impondo maior rigor nas instalações técnicas das estações de medição. De acordo com a Portaria Conjunta N°1 ANP/INMETRO de 19 de junho de 2000, a medição de vazão das correntes de óleo, água e gás natural devem atender diversas condições e requisitos mínimos, visando garantir resultados acurados e completos.

A ANP exige que essas medições sejam feitas de maneira automática, de forma a possibilitar a rastreabilidade e integridade dos dados. Os medidores instalados na planta devem ser integrados a partir de um computador de vazão, que além de processar todos os dados e gerar relatórios, cria um log de eventos, que previne o processo de fraude de dados.

A automatização da planta Testing Express tem como objetivo adequar a planta as exigências da ANP, aumentar a confiabilidade e qualidade do serviço principalmente em situações inesperadas, como a mudança repentina de uma das variáveis controladas (vazão, pressão e nível). Além disso, espera-se que após a implementação da automatização da planta menos operadores serão necessários,

representando benefícios financeiros e diminuindo o risco de acidentes durante a montagem e operação.

## **Abstract**

Testing Express unit was firstly developed in Mexico, by Schlumberger. In the first semester of 2012, Schlumberger Oilfield Services from Brazil, received units of this layout due to improve and make then operational. The layout aims to test exploration and production wells, faster and in an efficient manner. Thus, we were able to reduce assembly / disassembly time, enabling a safer environment to work and meet customer requirements in terms of service quality and safety.

The function of Testing Express layout in Brazil is to perform allocation measurements. This type of measurement is used to determine production volumes to be allocated to each field, in a fieldset with shared measurement or to each well in the same field.

With the creation of the National Petroleum Agency - ANP, a new requirement focusing on the fiscal aspect of these measurements has emerged, imposing stricter techniques in measuring stations. According to the Ordinance Joint No. 1 ANP / INMETRO of June 19, 2000, oil, water and gas flow measurement must meet several minimum conditions and requirements in order to ensure accurate and complete results.

ANP requires that these measurements are made automatically, in order to enable traceability and data integrity. The meters installed in the plant should be integrated by a flow computer, which, in addition to process all the data and generate reports, create an event log, which prevents the process of data fraud.

Testing Express automation aims to, beyond to adequation to ANP demands, increase reliability and service quality especially in unexpected situations such as a sudden change of the controlled variables (flow, pressure and level). Furthermore, fewer operators are required, representing financial benefits and minimizing the risk of accidents during assembly and operation.

# Sumário

Agradecimentos.....	iii
Resumo .....	iv
Abstract .....	vi
Sumário .....	vii
Simbologia.....	xi
Capítulo 1: Introdução .....	2
1.1: Schlumberger Serviços de Petróleo.....	3
1.1.1: Well Testing Services .....	4
1.2: O Problema de Pesquisa.....	4
1.3: Objetivos.....	5
1.4: Motivações .....	6
1.5: Contextualização dentro do curso.....	7
1.6: Metodologia.....	7
1.7: Cronograma .....	8
1.8: Estrutura do Documento .....	8
Capítulo 2: Revisão Bibliográfica.....	10
2.1: Surface Well Testing .....	10
2.1.1: Painel ESD .....	12
2.1.2: Surface Safety Valve – SSV .....	13
2.1.3: Choke Manifold.....	14
2.1.4: Separador de Areia .....	15
2.1.5: Indirect Heater .....	16
2.1.6: Separador.....	17
2.2: Tipos de Medição.....	18

2.2.1: Medição de Apropriação.....	19
2.2.1.1: Medição de Óleo .....	19
2.2.1.2: Medição de Gás .....	20
2.3: Estações de Medição de Petróleo e Gás Natural (EMED).....	20
2.4: Rede Industrial HART .....	22
2.5: Rede Industrial Modbus .....	23
2.6: Medidores de Vazão .....	24
2.6.1: Medição por placa de orifício.....	24
2.6.2: Medidor de Deslocamento Positivo .....	25
2.6.3: Medidor tipo turbina.....	26
2.6.4: Medidor de efeito Coriolis.....	27
2.7: Medidores de Nível .....	28
2.7.1: Indicador de Nível - <i>Sight Glass</i> .....	28
2.7.2: Chave de Nível .....	29
2.7.3: Medidor tipo bóia .....	30
2.7.4: Medidor tipo Deslocador.....	30
2.7.5: Medidor por Diferencial de Pressão .....	31
2.7.6: Medidor tipo Radar .....	32
2.7.7: Medidor Ultrassônico.....	33
Capítulo 3: Testing Express versão México.....	35
3.1: Descrição da Planta .....	35
3.1.1: Sistema de Medição .....	36
3.1.2: Sistema de Atuação .....	36
3.1.2.1: Controle de Pressão de Gás .....	38
3.1.2.2: Controle de Nível.....	38
3.2: Problemática .....	40

3.2.1: Análise quanto a Adequação as normas ANP .....	40
3.2.2: Análise quanto ao aspecto de Automação .....	41
Capítulo 4: Análise do Problema e Possíveis soluções .....	43
4.1: . Análise do Problema .....	43
4.2: Análise de Soluções.....	45
4.2.1: Análise do Medidor de Temperatura .....	45
4.2.2: Análise do Medidor de Vazão.....	46
4.2.3: Análise do Medidor de Nível.....	48
4.2.4: Análise da Válvula Controladora .....	50
4.3: Folha de dados .....	52
Capítulo 5: Implementação .....	57
5.1: Instalação de Instrumentos .....	57
5.1.1: Linha de Gás .....	58
5.1.2: Linha de Óleo .....	61
5.1.3: Linha de Água .....	62
5.2: Computador de Vazão .....	64
5.3: Algoritmos de Cálculo de Vazão .....	66
5.3.1: Algoritmos para Cálculo de Vazão Volumétrica de gás .....	67
5.3.2: Algoritmos para Cálculo da Vazão Volumétrica de Líquido .....	68
5.4: Integração do Sistema .....	70
5.5: Sistema Supervisório .....	73
5.6: Testes .....	74
5.7: Manual de Operações.....	77
Capítulo 6: Resultados .....	78
Capítulo 7: Conclusões e Perspectivas .....	79
Bibliografia:.....	80

Anexo I: Fotos da Etapa de Teste .....82

## **Simbologia**

SWT: Segmento de testes de poço em superfície.

ANP: Agência Nacional de Petróleo.

BSW: Quantidade de sedimentos e água no óleo.

EMED: Estações de Medição de Petróleo e Gás Natural

RTM: Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural

P&ID: Diagrama de Tubulação e Instrumentação

PT: Transmissor de Pressão

LT: Transmissor de Nível

TT: Transmissor de Temperatura

PC: Controlador de Pressão

LC: Controlador de Nível

## Capítulo 1: Introdução

A exploração de petróleo no Brasil é realizada em dois tipos de poços: poços *onshore* e poços *offshore*. Poços *onshore* consistem de poços terrestres, no Brasil localizados em sua maior parte na região Norte e Nordeste. Poços *offshore* são poços encontrados no mar, no Brasil predominantes nas bacias de Campos e de Santos.

Dados de 2010 demonstram que, no Brasil, a produção offshore lidera o mercado com 91.20% da produção total do país, conforme demonstra a figura 1.1. Apesar de apresentar um volume de produção muito menor, a exploração onshore é muito mais barata em termos de logística e, de acordo com [ 1 ], os resultados obtidos pela produção terrestre na última década tem se mantido constantes, ao contrário do que era de se esperar de uma área madura com alto grau de exploração.

De acordo com Maria Graça Foster, a atual presidente da Petrobras, o investimento dentro do Plano de Negócios da Petrobras 2011 a 2015 nos poços de norte e nordeste do Brasil totaliza 5 bilhões de reais, visando o desenvolvimento e manutenção dos blocos já existentes e das atividades em produção [ 2 ]. Com isso, a Petrobras está investindo em novas tecnologias para aumentar a vida útil dos campos presentes nessa área.

De olho nesse mercado, empresas de serviço estão entrando nesse mercado de testes de produção, com elevadas perspectivas de faturamento relacionado ao elevado número de poços existentes na região.

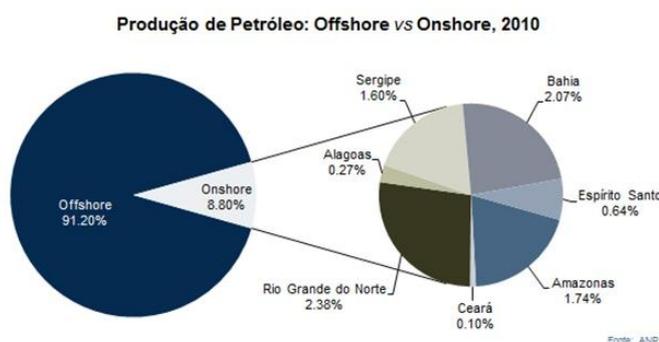


Figura 1.1: Produção Offshore vs Onshore no Brasil

## 1.1: Schlumberger Serviços de Petróleo

A Schlumberger é uma empresa francesa que presta serviços para grande parte da cadeia produtiva de petróleo, como aquisição sísmica, avaliação de formação, teste de poços, perfuração direcional, cimentação e estimulação, elevação artificial, completação etc.

Fundada em 1926 pelos irmãos Marcel e Conrad Schlumberger, a Schlumberger está presente hoje em 85 países, contando com 115 mil funcionários de 140 diferentes nacionalidades.

A Schlumberger divide-se, no Brasil, em duas locações: BNE – *Brazil North-NorthEast* e BSE – *Brazil South East*. A locação BNE é atualmente responsável pela parte dos poços onshore do Brasil, enquanto que a locação BSE está responsável pela parte offshore.

Seus serviços são divididos por segmento, sendo que, cada segmento é responsável por uma parte da cadeia produtiva do petróleo. São alguns deles: Artificial Lift, Drilling and Measurements, Well Services, Cementing, Completions, Well Testing e Wireline, conforme mostra a figura 1.2.



Figura 1.2: Segmentos da Schlumberger

Este trabalho foi desenvolvido no segmento de Testing – Surface Well Testing em uma parceria da Schlumberger Macaé com a Schlumberger Aracaju.

### 1.1.1: Well Testing Services

O segmento de Well Testing tem como objetivo descrever o reservatório, verificar seus limites, trazer o efluente à superfície para identificação de fluidos e limpar o poço.

A maioria das operações de teste pode ser classificadas como:

- Testes de Produtividade : Identificação dos fluidos produzidos e determinação da capacidade de produção do poço;
- Teste de Descrição do Reservatório: Definição de características complexas do reservatório;
- Clean-up: Consiste em eliminar todo o fluido externo (filtrados de lama, fluidos de completação, etc), contido na zona invadida do poço de modo que os fluidos representativos do reservatório possam ser produzidos durante o teste.

Os parâmetros a se descobrir nestes testes envolvem permeabilidade, temperatura e pressão da formação, fator de encolhimento, taxa de produtividade, geometria do reservatório e a característica dos hidrocarbonetos.

O segmento de Well Testing utiliza técnicas que examinam uma porção significativa do reservatório sob condições dinâmicas para determinar sua capacidade de produção e propriedades do reservatório.

## 1.2: O Problema de Pesquisa

O Testing Express é uma planta compacta de Surface Well Testing montada em cima de um trailer, com o objetivo de agilizar o processo de montagem/desmontagem do layout de SWT em um poço de petróleo onshore. O design do sistema permite posicionamento e conexão do sistema ao poço rapidamente. A montagem de tubulações e conexões do sistema é minimizada, reduzindo assim o trabalho manual e a ocorrência de acidentes ligados a este tipo de atividade. A unidade Testing Express foi desenvolvida no México e, após a diminuição de sua demanda e mudança de foco nos testes mexicanos, foi enviada

ao Brasil no início do ano de 2012 com o objetivo trazer novas tecnologias especializadas na área de testes de produção.

A função da unidade de Testing Express aqui no Brasil consiste em realizar medições de apropriação, utilizadas para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo, em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.

Com a criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP surgiu uma nova legislação enfocando o aspecto fiscal dessas medições, impondo maior rigor nas instalações técnicas das estações de medição. Pois, de acordo com o regulamento, é necessário que um poço em produção seja testado a cada 3 meses, garantindo assim uma confiabilidade metrológica na produção de cada poço/campo.

A medição de vazão das correntes de óleo, água e gás natural é regulamentada pela Portaria Conjunta N°1 ANP/INMETRO de 19 de junho de 2000. Foram estabelecidas nesta portaria, as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo, água e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

Após se realizar uma inspeção prévia na unidade, identificou-se a necessidade de adequá-la para que operasse de modo eficiente e atendendo as normas brasileiras.

### **1.3: Objetivos**

Inicialmente pretende-se verificar os sistemas de medição utilizados na unidade Testing Express de forma a analisar a adequação e sua conformidade de acordo com a Portaria conjunta ANP/INMETRO n° 001 e seu respectivo Regulamento Técnico de Medição. Desta forma, busca-se destacar as ações necessárias para a otimização do desempenho funcional e metrológico dos sistemas de medição de óleo e gás da unidade, garantindo assim, a confiabilidade e a exatidão dos volumes medidos.

Além de sua adequação as normas da ANP, buscamos desenvolver um sistema completamente automatizado, a fim de cooperar ainda mais com os objetivos do Testing Express, reduzindo tempo, espaço e acidentes.

Neste escopo, este trabalho visa levantar requisitos funcionais para o sistema, definir e especificar os itens necessários a serem aplicados para a adequação da planta a ANP. Após isso, serão desenvolvido os algoritmos de processamento de dados e por fim o sistema desenvolvido será implementado e testado.

## 1.4: Motivações

Atualmente existem cerca de 80 campos, com aproximadamente 1.700 poços em fase de produção na Bahia, distribuídos em pouco mais de 20 municípios da Bacia Petrolífera do Recôncavo (Figura 1.3). Muitos destes poços estão em produção há mais de 60 anos ajudando a manter a produção *onshore* baiana com uma média diária de 44 mil barris de petróleo e 2 milhões de metros cúbicos de gás [ 3 ].

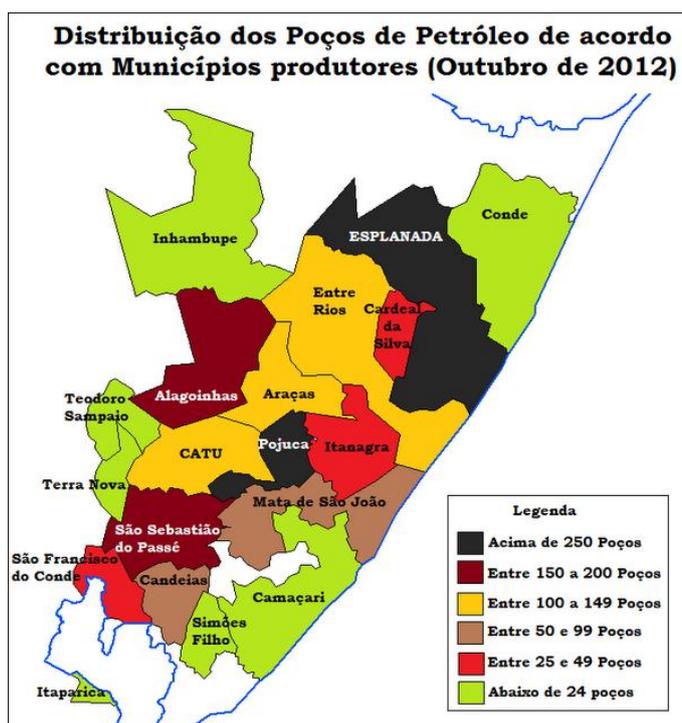


Figura 1.3: Distribuição de Poços de Petróleo na Bahia

Com o grande volume de trabalho e a pequena distância entre cada poço, foi detectada a necessidade do desenvolvimento de uma planta compacta de produção e medição que permitisse uma rápida mobilização/desmobilização para sondas terrestres para atender as operações de limpeza, avaliação de formação, testes de

produção e outras atividades. O Testing Express foi desenvolvido pela Schlumberger para simplificar radicalmente o processo de instalação da planta de Testing em uma sonda terrestre. O design do sistema permite posicionamento e conexão do sistema ao poço rapidamente. A montagem de tubulações e conexões do sistema são minimizadas, reduzindo assim o trabalho manual e a ocorrência de acidentes ligados a este tipo de atividade.

## **1.5: Contextualização dentro do curso**

Este projeto é uma oportunidade para se colocar em prática vários conceitos aprendidos durante o curso de Engenharia de Controle e Automação. Conhecimentos adquiridos nas disciplinas de Processos Industriais, Instrumentação, Metrologia, Redes e Controle se mostraram fundamentais para se chegar aos resultados aqui apresentados.

Além disso, projetos desenvolvidos durante o estágio no Programa de Recursos Humanos – PRH34 e as disciplinas cursadas dentro deste programa foram de extrema importância por fundamentar os conceitos da indústria do petróleo e a instrumentação especificamente usada nesse ramo.

## **1.6: Metodologia**

A metodologia para realização deste projeto foi dividida em 9 partes:

1. Estudo sobre SWT e seus equipamentos
2. Análise da planta antiga
3. Projeto de Instrumentação
4. Pesquisa de componentes no mercado
5. Desenvolvimento do algoritmo de processamento de dados
6. Projeto do sistema supervisório
7. Implementação
8. Testes

## 9. Documentação

A primeira parte compreende os estudos iniciais sobre os componentes da planta de Surface Well Testing e a interligação entre seus componentes. Entender seu modo de funcionamento possibilitará realizar a análise de necessidade de automação e adequação em cada um dos equipamentos da planta. Em seguida, fez-se a verificação dos sistemas de medição da unidade a fim de analisar sua adequação e conformidade as normas da ANP. Na continuação das atividades será realizado o projeto de instrumentação que acrescentará os equipamentos considerados necessários para o melhor funcionamento da planta.

Após o projeto de instrumentação, será feita uma pesquisa no mercado para levantar orçamentos. Enquanto aguardamos a chegada dos equipamentos, serão desenvolvidos os algoritmos de processamento de dados e o sistema supervisorio. Após isso será realizada a implantação do sistema e melhorias no projeto, seguidas do teste da unidade. A documentação será realizada durante todo o andamento do projeto.

### 1.7: Cronograma

	Atividade	Período						
		Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro
1	Estudo sobre SWT	X	X	X	X	X	X	
2	Análise da Planta Antiga	X	X					
3	Projeto de Instrumentação		X	X				
4	Pesquisa de instrumentos no mercado		X	X				
5	Desenvolvimento dos Algoritmos de Cálculo			X	X	X		
6	Projeto do Sistema Supervisorio				X	X	X	
7	Implementação				X	X	X	
8	Testes					X	X	
9	Documentação	X	X	X	X	X	X	X

### 1.8: Estrutura do Documento

Este documento se divide em 7 capítulos. O primeiro capítulo é composto pela Introdução, que descreve brevemente a empresa e segmento na qual o projeto

foi desenvolvido, o problema abordado, o objetivo deste trabalho e as motivações para a realização do mesmo.

O segundo capítulo contempla uma revisão bibliográfica. São abordadas as principais funções e características do segmento de Surface Well Testing apresentando uma descrição dos equipamentos abordados neste projeto. Também é apresentado o conceito de medições de apropriação e as normas brasileiras que devem ser obedecidas. Os instrumentos abordados nos próximos capítulos também são explicados neste capítulo

O terceiro capítulo descreve como a unidade Testing Express chegou ao Brasil, quais eram seus componentes, suas principais características e por que modificações foram necessárias.

O quarto capítulo trata do projeto de automatização e de adequação da unidade as normas da ANP, enquanto o quinto capítulo descreve a implementação dos novos sistemas.

O capítulo seis demonstra os resultados obtidos e o capítulo 7 expõe as conclusões e expectativas futuras.

## Capítulo 2: Revisão Bibliográfica

Neste Capítulo serão brevemente apresentados alguns conceitos considerados importantes para a leitura deste documento. Primeiramente descreve-se o segmento de Surface Well Testing, segmento onde foi desenvolvido esse projeto. Em seguida, alguns equipamentos que serão abordados neste documento são explicados.

Como a abordagem da unidade Testing Express é para medição do tipo Apropriação, faz-se uma breve descrição desta. Em seguida, estações e instrumentos que participam desse tipo de medição também são apresentados.

### 2.1: Surface Well Testing

O Segmento de Surface Well Testing tem como objetivo responder 3 principais perguntas do cliente:

- Qual o tamanho do meu reservatório?
- Quanto o reservatorio irá produzir?
- Que tipo de fluidos ele irá produzir?

Para responder essas perguntas, um teste do reservatório sob condições dinâmicas deve ser realizado. Isso significa que o reservatório deve ser exposto a uma perturbação que causará mudanças na sua pressão. Essa mudança de pressão, quando registrada e interpretada juntamente com a taxa de vazão medida, fornece informações sobre os parâmetros e geometria do reservatório, assim como a sua capacidade de produção.

A maneira como uma perturbação de pressão é criada depende se o reservatório está produzindo ou não:

- Se o reservatório está fechado por um longo período, a melhor maneira de criar uma perturbação de pressão é fluindo o reservatório, isso é chamado de *drawdown*.
- Se o reservatório está fluindo por um longo período de tempo, uma perturbação de pressão pode ser criada fechando-se o poço, isso é chamado de *buildup*. Uma perturbação de pressão também pode ser

criada em um poço fluindo através de um acréscimo ou decréscimo na taxa de vazão do reservatório.

Na Engenharia de Reservatório, o período no qual o poço presencia mudanças na sua pressão é conhecido como transiente de pressão. Na superfície, o fluido produzido durante o transiente de pressão deve ser manipulado utilizando equipamentos temporários. Isso se deve ao fato de que, na maioria das vezes, instalações permanentes de produção ainda não foram instaladas. Os equipamentos temporários de SWT devem desempenhar, de maneira segura e confiável, as seguintes funções:

- Controlar rapidamente pressão e vazão na superfície;
- Fechar o poço quando necessário;
- Separar o efluente resultante em três fluidos (água, óleo e gás) e medir suas vazões com a menor incerteza de medição possível;
- Coletar amostras de superfície;
- Descartar os fluidos produzidos, se necessário, de maneira ecologicamente segura.

Os equipamentos de superfície e a forma como são arrançados, podem ser vistos na figura 2.1. O layout de SWT consiste dos seguintes equipamentos:

- Flowhead ou cabeça de teste
- Painel ESD
- Válvula de Segurança (SSV)
- Choke Manifold
- Aquecedor
- Separador
- Tanque
- Queimador

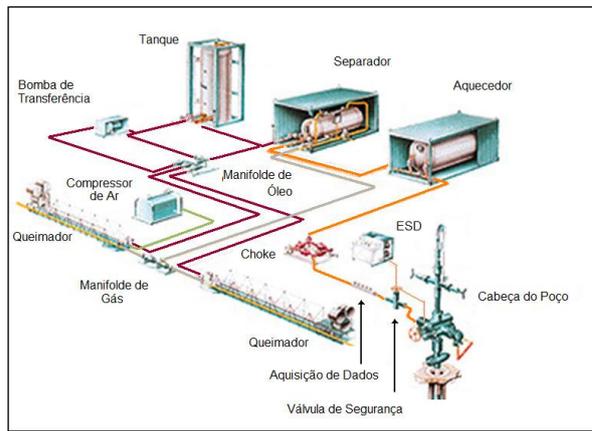


Figura 2.1: Layout de SWT

Neste documento trabalharemos com um layout compacto (Figura 2.2), que contém apenas alguns dos equipamentos, detalhados nas próximas seções.

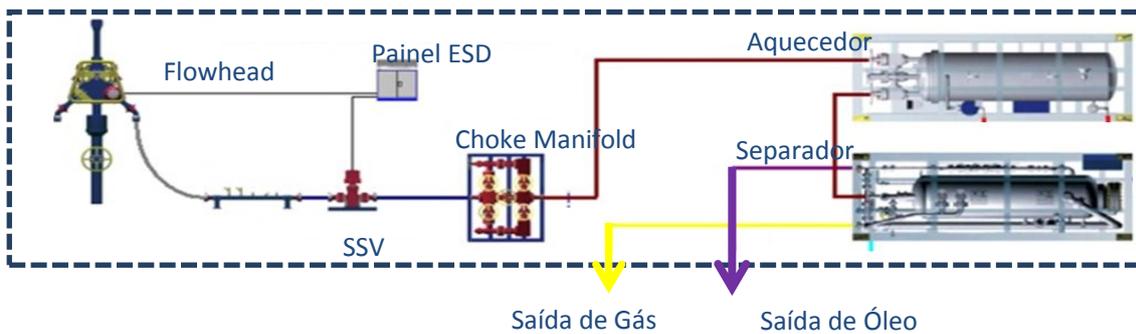


Figura 2.2: Layout Compacto

### 2.1.1: Painel ESD

O sistema de *Emergency Shut Down* (ESD), presente na figura 2.3, controla hidráulicamente a válvula de fluxo da *flowhead*. A ESD permite o fechamento remoto manual dessa válvula no caso que se precise fechar o poço devido a vazamento ou explosão de tubulações, mau funcionamento de equipamentos, fogo ou emergências similares.

O sistema ESD também pode ser conectado a qualquer outra válvula de ação-única, hidráulicamente ativada, como é o caso da *Safety Security Valve* (SSV), descrita na próxima seção.



Figura 2.3: Sistema ESD

O sistema ESD é ativado através de estações do tipo “botão vermelho” localizadas no trocador de calor, no separador e nos tanques. Uma estação de ativação adicional geralmente é posicionada em uma rota de fuga. Como *back-up* dessas estações, pilotos de baixa e alta pressão (hi/lo-pressure pilots) são posicionados na linha de fluxo a montante do choke manifold, do trocador de calor e do separador.

O piloto de alta pressão inicia o fechamento do poço quando a pressão na linha de fluxo aumenta acima do limite de alta pressão, indicando linha bloqueada, enquanto que o piloto de baixa pressão inicia o fechamento do poço quando a pressão cai abaixo do limite de baixa pressão, indicando ruptura ou vazamento da tubulação.

O Sistema ESD proporciona uma maneira segura e rápida de fechar a linha de fluxo. A redundância entre os botões vermelhos e os pilotos hi-lo aumenta a segurança do sistema ESD [ 4 ].

### **2.1.2: Surface Safety Valve – SSV**

A *Surface Safety Valve* ou Válvula de Segurança de Superfície (figura 2.4) é utilizada para interromper o fluxo a montante do choke manifold no caso de emergência. Ela consiste de uma válvula de atuação hidráulica operada pela ESD [ 5 ].



Figura 2.4: Válvula de Segurança de Superfície

### 2.1.3: Choke Manifold

O Choke Manifold é usado para controlar o efluente do poço através da redução da pressão e por estabelecer uma taxa de vazão constante antes que o fluido entre nos equipamentos de processamento de superfície. Durante o teste de poço, o objetivo do choke é impor uma vazão crítica. Uma vez que essa vazão é atingida, mudanças na pressão e na taxa de vazão ocorridas à jusante do choke, não afetarão a pressão e vazão a montante.

O Choke Manifold apresenta as principais funções:

- Permite que a pressão de cabeça de poço seja controlada, aumentando a segurança.
- Mantém uma certa taxa de vazão, como requerido para teste. Um teste pode requerer diferentes taxas de vazão durante diferentes períodos de tempo, necessitando o uso de tamanhos diferentes de choke.

O Choke Manifold tradicionalmente usado em SWT pode ser visto na figura 2.5. Ele é composto por 4 válvulas gaveta usadas para isolar o compartimento do choke em cada lado do choke manifold. Nos compartimentos de choke encontram-se o choke ajustável e o choke fixo. O choke ajustável é utilizado para controlar rapidamente o poço e para modificar o *bean* do choke fixo sem interromper o fluxo. O compartimento de choke fixo é utilizado para a inserção de choke beans calibrados para diferentes diâmetros, dependendo da pressão e taxa de vazão

requeridas. Além disso, o choke manifold contém pontos de tomada de pressão e temperatura para monitoramento [ 6 ].

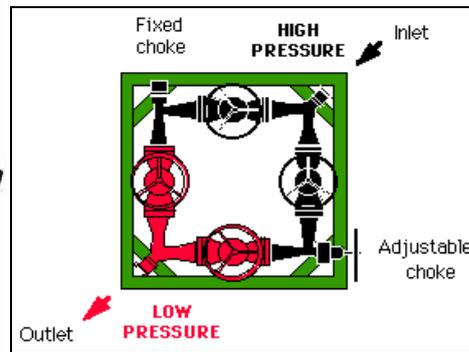


Figura 2.5.a: Choke Manifold

Figura 2.5.b : Choke Manifold

O Choke Manifold utilizado na unidade Testing Express, consiste do Choke Manifold FMF-J, mostrado na figura 2.6. A diferença deste choke consiste em ser composto por 4 válvulas esfera (*plug valves*) e possuir um layout compacto, próprio para a utilização no Testing Express.

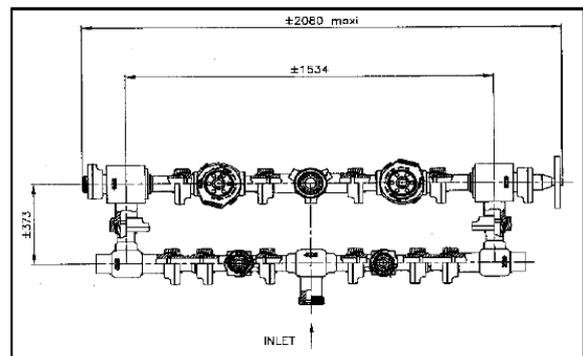


Figura 2.6.a: Choke Manifold FMF-J

Figura 2.6.b : Choke Manifold FMF-J

#### 2.1.4: Separador de Areia

O separador de areia é um equipamento designado a remover partículas sólidas do efluente do poço. Para evitar erosão, ele é posicionado o mais perto possível da cabeça de poço. A areia separada pode ser retirada após a depressurização do processo. O equipamento pode ser visto na figura 2.7.

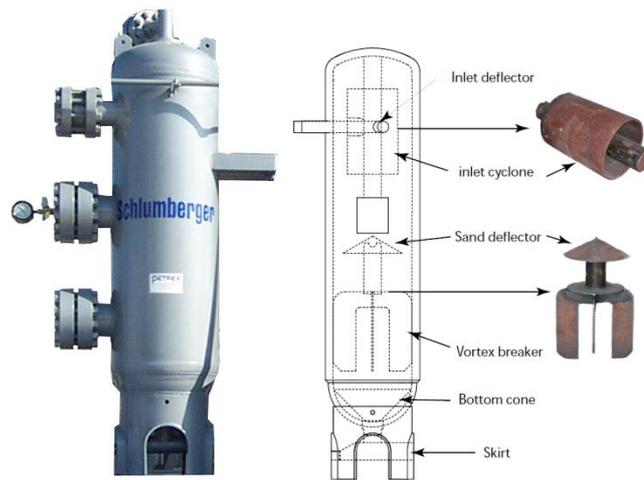


Figura 2.7: Separador de areia

O separador de areia consiste de três partes:

- Uma base comum;
- Um ciclone acima do acumulador;
- Um manifold de válvulas.

Durante a operação, todo o efluente do poço é alinhado para o separador de areia. O fluido entra tangencialmente no ciclone sobre pressão. Como resultado das forças centrífugas, partículas mais grossas que o “ponto de corte”, migram para um vortex primário adjacente a parede e são descartadas através de uma torneira com uma pequena quantidade de fluido. Partículas menores que o ponto de corte migram para um vortex secundário, ao longo do eixo do ciclone, e são descarregadas junto com o resto do líquido pela saída do vortex [ 7 ].

### 2.1.5: Indirect Heater

O *Indirect Heater*, mostrado na figura 2.8, é um dispositivo que usa um queimador de diesel para aquecer um recipiente de água, que por sua vez aquece o efluente.

O *Indirect Heater* é utilizado para aumentar a temperatura do efluente vindo do poço a fim de prevenir a formação de hidratos, reduzir a viscosidade e proporcionar a quebra de emulsões.



Figura 2.8: *Indirect Heater*

O fluxo que percorre o trocador de calor é controlado através de um choke composto por 3 válvulas gaveta , que também permitem o *bypass* das bobinas.

Para manter a temperatura desejada, a chama de diesel é regulada por uma válvula controladora. Uma válvula de segurança interrompe o fornecimento de diesel caso o piloto seja extinto [ 8 ].

### **2.1.6: Separador**

Durante a extração de petróleo é comum o aparecimento de gás, água e sólidos associados ao efluente. A separação é feita tanto na fase de testes quanto na fase de produção. Na fase de testes, a separação visa medir precisamente o fluxo de óleo a fim de otimizar a futura produção e preparo para a queima.

A separação baseia-se nos princípios mecânicos (gravidade), e termodinâmicos (mudança de fase). Um separador trifásico tradicional pode ser visto na figura 2.9.

O efluente entra sob pressão pela entrada à esquerda e colide contra as placas defletoras, onde a maior parte da separação ocorre - 90 a 95 % do gás já é separado e sobe para o topo. Outra parte do gás se desprende nas placas coalescedoras. O líquido com os sólidos se encaminha para a parte inferior do vaso, onde, pela diferença de densidade, a fase líquida irá se separar aos poucos entre água e óleo [ 9 ].

A separação sólido líquido é realizada através da diferença de densidades, visto que a densidade dos sólidos mais comuns é muito maior que da água e do óleo. Apesar disso, algumas partículas mais finas ficarão em suspensão no líquido e serão transportados juntos com eles para suas respectivas saídas.

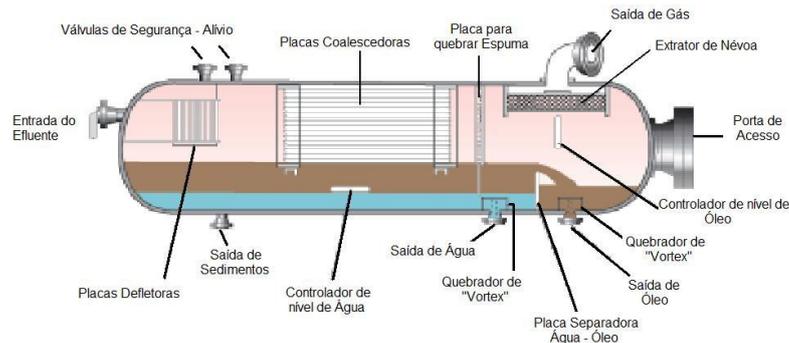


Figura 2.9: Separador Trifásico

## 2.2: Tipos de Medição

A ênfase nas medições de vazão de processo das estações tem sido dada ao controle de produção. Com a criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP, surgiu uma nova legislação enfocando o aspecto fiscal destas medições, impondo maior rigor nas instalações técnicas das estações de medição.

As medições de vazão são classificadas em 4 categorias:

- **Medição Fiscal** : É a medição do volume de produção fiscalizada de óleo e de gás, num ponto de medição da produção de um ou mais campos
- **Medição de Apropriação** : É a medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo, em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.
- **Medição Operacional** : É a medição a ser utilizada para controle operacional dos volumes de óleo, gás e água [ 10 ].

- **Medição de Transferência de Custódia:** É a medição realizada durante a transferência de propriedade do óleo/gás do vendedor para o comprador em condições contratuais e deve seguir os mesmos requisitos técnicos que os da medição fiscal.

Neste documento, trataremos especificamente dos requisitos para medição de apropriação, a qual é realizada pelo Testing Express.

### **2.2.1: Medição de Apropriação**

Nas atividades de apropriação dos volumes de petróleo e gás natural dos poços aos campos, existe a necessidade de se realizar medições que serão utilizadas para o cálculo do rateio dos volumes produzidos.

Por esta razão, é imprescindível melhorar a confiabilidade das medições realizadas e se manter o controle de qualidade das mesmas. Para isso, é necessário respeitar e fazer cumprir leis e normas técnicas, entre as quais pode ser citado o Regulamento Técnico de Medição, aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO 01/2000 [ 11 ], que define os critérios para verificação dos cálculos do volume de produção de petróleo a partir dos valores medidos por sistemas de medição que devem atender aos requisitos ali estabelecidos

Abaixo descrevemos os requisitos básicos estipulados pela ANP para a medição de Óleo e Gás.

#### **2.2.1.1: Medição de Óleo**

A medição de óleo pode ser estática ou dinâmica. A medição é dita estática quando consiste em apurar o volume de líquido produzido dentro de tanques. As medições de nível de líquido devem ser feitas com trena manual ou com sistemas automáticos de medição de nível.

Medições dinâmicas são realizadas em linha. Os sistemas de medição para este caso devem ser constituídos, pelo menos, pelos seguintes equipamentos:

- Medidores de fluido do tipo deslocamento positivo ou do tipo turbina, ou medidores mássicos tipo Coriolis, com indicação de volume. Outros tipos podem ser usados desde que autorizados pela ANP;
- Sistema de amostragem proporcional à vazão, controlado por um sinal de saída do medidor de fluidos;
- Instrumento ou sistema de medição de temperatura ou de compensação automática de temperatura;
- Instrumento ou sistema de medição de pressão ou de compensação automática de pressão;
- Sistema de calibração fixo ou móvel, apropriado para a calibração dos medidores de fluidos e aprovado pela ANP.

Também se deve assegurar que as medições sejam corrigidas por fatores como: dilatação térmica entre a temperatura de referência e a de medição; compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição; conteúdo de sedimentos e água (BSW) no petróleo [ 12 ].

#### **2.2.1.2: Medição de Gás**

As medições de gás devem ser realizadas na linha, após a saída de gás do separador. Ela deve ser realizada através de placas de orifício, turbinas, medidores mássicos tipo Coriolis ou medidores tipo ultrassônico. Outros tipos podem ser utilizados se autorizados pela ANP.

O sistema de medição de gás deve incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve incluir as variações do coeficiente de compressibilidade do gás decorrentes das variações de pressão e temperatura [ 12 ].

### **2.3: Estações de Medição de Petróleo e Gás Natural (EMED)**

As medições de petróleo e gás no Brasil são regidas por normas rígidas a fim de definir um padrão para o sistema de medição e reduzir ao máximo o grau de

incerteza na medição, dando mais confiabilidade ao processo. Por isso, no Brasil, esses tipos de medição são normatizados pela portaria conjunta nº 1 do Inmetro e da ANP que especifica os principais critérios adotados no Brasil para a medição de gás e de petróleo. Para que essas medições sejam precisas e confiáveis, utiliza-se o apoio de recursos computacionais e de redes para computar dados do processo, como é o caso das Estações de Medição de Petróleo e Gás Natural (EMED).

Uma EMED é uma estação de medição que delimita fisicamente o sistema de medição no campo. A EMED consiste de um conjunto de equipamentos constituído de medidor, provador, computador de vazão, transmissores de pressão e temperatura, filtro, desaerador, densímetros de linha e demais acessórios, formando um sistema, representado na figura 2.10, destinado a medir, em linha, as quantidades de fluido transferidas [ 13 ].

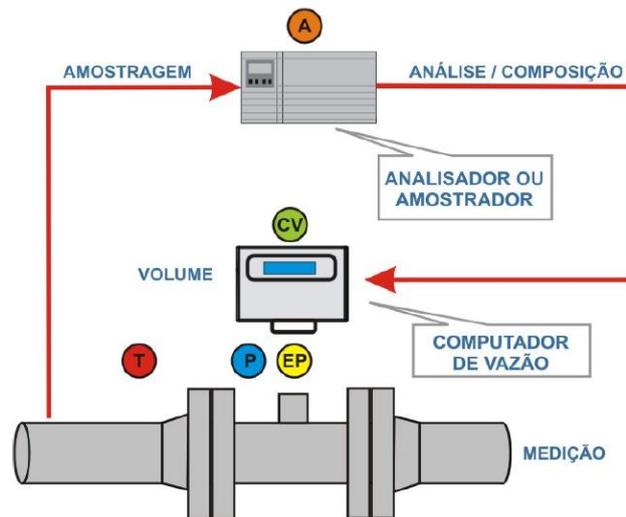


Figura 2.10: Representação de uma EMED

Um computador de vazão deve ser programado para calcular os volumes produzidos, incluindo para isso dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática (absoluta no caso de gás natural) e de temperatura.

Para a comunicação do computador de vazão com os instrumentos de campo, é necessário uma rede industrial com características que atendam as exigências de um ambiente hostil, como é o caso dos poços de petróleo. Como exemplo, temos a Rede Industrial HART.

## 2.4: Rede Industrial HART

A rede industrial HART (Highway Addressable Remote Transducer) foi desenvolvida na década de 80 pela Fisher Rosemount para facilitar a comunicação com instrumentos de campo inteligentes.

Virtualmente, todos os sistemas de controle de processos usam o padrão internacional de sinal analógico 4-20 mA para transmissão de dados. Sendo assim, a grande vantagem oferecida pelo protocolo HART é possibilitar o uso de instrumentos inteligentes em cima dos cabos 4-20 mA tradicionais. Como a velocidade é baixa, os cabos normalmente usados em instrumentação podem ser mantidos.

O sinal HART é modulado em FSK (Frequency Shift Key) e é sobreposto ao sinal de 4-20mA. Para transmitir 1, é utilizado um sinal de 1mA de pico a pico na frequência de 1200Hz e para transmitir 0 a frequência de 2200Hz é utilizada, como representado pela figura 2.11. Além disso, a comunicação é bidirecional.

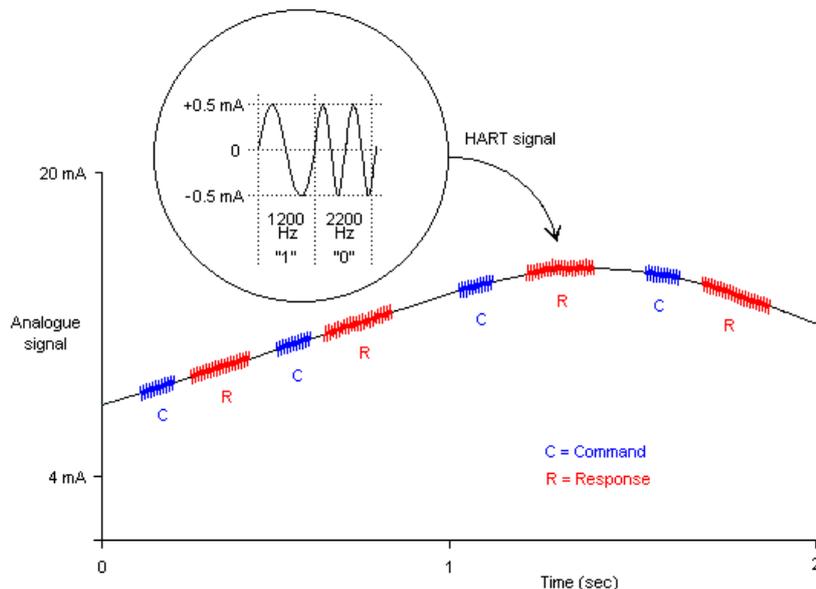


Figura 2.11: Sobreposição do sinal de comunicação digital ao sinal de corrente 4-20mA

Tanto o sinal analógico 4-20mA como o digital de comunicação HART, podem ser transmitidos simultaneamente na mesma fiação. Por exemplo, a variável primária e a informação do sinal de controle podem ser transmitidas ao mesmo tempo em

que as medições adicionais, calibração, configuração do instrumento e outras informações necessárias na mesma fiação [ 14 ]

O protocolo HART é um protocolo Mestre/Escravo, sendo o escravo representado neste documento pelos transmissores e o mestre pelo computador de vazão. Para as estações de medição, o protocolo HART, juntamente com o protocolo Modbus, são os únicos aceitos pelas normas ANP.

## 2.5: Rede Industrial Modbus

O padrão Modbus é um protocolo para troca de mensagens. Ele é usado para estabelecer comunicação entre dispositivos. Os dispositivos MODBUS comunicam utilizando a técnica mestre-escravo no qual permite que somente um dispositivo (o mestre) possa iniciar as transações. Quanto aos escravos, um ou mais nós (número máximo de 247) podem ser conectados a este mesmo barramento. Uma comunicação Modbus é sempre iniciada pelo mestre. O nó escravo nunca irá transmitir dados sem receber uma requisição do nó mestre. Os nós escravos nunca irão se comunicar entre eles. O nó mestre inicia somente uma transação Modbus por vez.

Na camada física os sistemas Modbus em linhas seriais podem usar diferentes interfaces físicas (RS485, RS232, etc.). A interface RS485 de 2 fios é a mais comum [ 15 ].

O nó mestre emite uma requisição para um nó escravo em dois modos:

- *Unicast* – o mestre endereça a somente um escravo. Depois de receber e processar a requisição, o escravo retorna uma mensagem de resposta para o mestre. Neste modo, uma transação Modbus consiste de 2 mensagens: uma requisição do mestre e uma resposta do escravo. Cada escravo deve ter um endereço único (de 1 a 247) de forma a poder ser endereçado independentemente.
- *Broadcast* – o nó mestre pode enviar uma mensagem para todos os escravos. Nenhuma resposta deve ser retornada para requisições *broadcast* enviadas pelo mestre. As requisições *broadcast* são necessariamente mensagens de escrita. Todos os dispositivos devem

aceitar mensagens broadcast para escrita. O endereço 0 é reservado para identificar uma mensagem *broadcast*. [apostila modbus].

Neste projeto utilizaremos apenas mensagens *Unicast*.

## 2.6: Medidores de Vazão

### 2.6.1: Medição por placa de orifício

Antes de deixar o separador, a taxa de vazão de gás é medida através de um medidor de pressão diferencial chamado porta placa de orifício, representado na figura 2.12, com o auxílio de um retificador de fluxo tipo 19 tubos, mostrado na figura 2.13. Uma placa de orifício calibrada é inserida no porta placas na linha de gás, criando uma pequena diminuição de pressão ao longo da placa de orifício. A diferença da pressão a montante e a jusante da placa de orifício é usada junto com a temperatura e densidade do gás para calcular a taxa de vazão.



Figura 2.12: Medidor por placa de orifício

No início do teste, a taxa de vazão de gás é desconhecida. Durante o teste, a taxa de vazão de gás pode mudar. Por isso, placas de orifício de diferentes tamanhos são usadas. O tamanho correto da placa de orifício é selecionado através de uma tabela de correlação tendo por base a maior placa, então é importante ter-se um aparato que permita a troca da placa de orifício sem interrupção da vazão de gás. O medidor de placa de orifício é designado para esse motivo.

Para obter resultados de medição precisos, o fluxo de gás deve ser ordenado antes que ele atinja o medidor. Um retificador de fluxo de tamanho adequado é

posicionado antes do medidor para reduzir as perturbações criadas pelos cotovelos da linha de gás e garantir um escoamento laminar através da placa de orifício.



Figura 2.13: Retificador de Fluxo

Para registrar a pressão diferencial, um instrumento de medição chamado registrador de pressão diferencial é usado. O lado de alta pressão do registrador é conectado a montante do orifício, enquanto que o lado de baixa pressão é conectado a jusante. Assim, a pressão diferencial pode ser medida. O movimento do registrador é transferido para uma caneta que registra o diferencial de pressão em um gráfico. O mesmo gráfico é usado para registrar a pressão estática, medida a jusante ou montante da placa de orifício (depende do aspecto construtivo do porta placa). Além disso, outra caneta é usada para registrar a temperatura de gás.

### 2.6.2: Medidor de Deslocamento Positivo

O medidor de deslocamento positivo mede o volume de fluido deslocado pelo fluxo. A vazão é computada a partir da derivada temporal dessa medida. Os sensores de deslocamento positivo operam usando divisões mecânicas para deslocar sucessivos e determinados volumes de fluido, a fim de contabilizá-los. Sendo assim, um fluido pode entrar na câmara de medição por um lado e sair por outro, fazendo girar os elementos de engrenagem utilizados para a medição [ 16 ]. A figura 2.14 ilustra este tipo de medidor de vazão.

Uma das principais desvantagens desse medidor é o seu tamanho, que deve aumentar de acordo com a vazão a ser medida. Eles também introduzem pulsações

no escoamento a jusante. Além disso, partículas em suspensão podem danificar as engrenagens, demandando manutenção constante. Em contrapartida, são sensores relativamente baratos e são imunes a variações no perfil de velocidade e na configuração da tubulação a montante .



Figura 2.14 – Medidor de vazão por deslocamento positivo.

### 2.6.3: Medidor tipo turbina

O medidor tipo turbina, apresentado na figura 2.15, é composto por uma turbina imersa no fluido que, através de sua velocidade angular, fornece o cálculo da vazão. O medidor tipo turbina é um instrumento de medição volumétrica.

O medidor é constituído basicamente por um rotor montado axialmente na tubulação. O rotor é provido de aletas que o fazem girar quando passa um fluido na tubulação do processo. Uma bobina captadora com um imã permanente é montada externamente fora da trajetória do fluido [ 24 ].

Ele funciona através da detecção da velocidade linear do fluido que passa através da área em corte transversal conhecida do compartimento de medição para determinar a taxa de fluxo volumétrico. O fluido, à medida que passa através do medidor, transmite uma velocidade angular (rpm) para o rotor, a qual é proporcional à velocidade linear do fluido. A medida que cada lâmina passa diante da bobina e do imã, ocorre uma variação da relutância do circuito magnético e no fluxo magnético total a que está submetida a bobina. Verifica-se então, a indução de um ciclo de tensão alternada. A velocidade linear do líquido fluindo através de uma dada área é diretamente proporcional à taxa volumétrica.

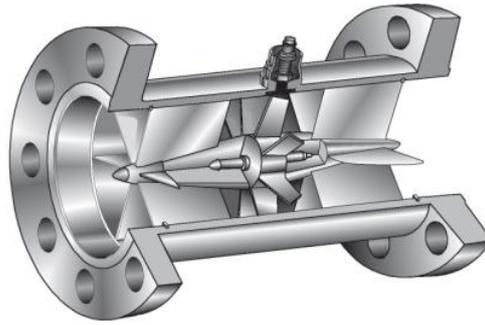


Figura 2.15: Medidor tipo turbina

O desenvolvimento de contadores de turbina (*pick up*), dando uma medição precisa sobre uma vasta gama de taxas de fluxo para um grande número de líquidos, em conjunto com os avanços na indústria eletrônica, na utilização da saída da turbina para controle de fluxo e de integração, são as razões de aceitação universal do princípio da turbina.

#### 2.6.4: Medidor de efeito Coriolis

A força de Coriolis é uma força inercial que atua sobre um corpo em movimento em um referencial não-inercial rotativo. O valor dessa força é dado pela seguinte equação:

$$F = 2m \vec{\omega} \times \vec{v}$$

onde  $m$  é a massa do corpo,  $v$  é sua velocidade linear e  $\omega$  é a velocidade angular do referencial.

No Coriolis, a seção de medição consiste de dois tubos vibrantes. O fluido que entra no sensor é dividido em dois, metade dele passando em cada um dos tubos [ 19 ]. Durante a operação, uma bobina de comando é energizada, levando os tubos a oscilar para baixo e para cima, em movimento alternado. Os tubos vibram com frequência  $f$  em sentidos opostos. A fórmula da força de Coriolis pode ser usada, se considerarmos a frequência  $\omega$  como uma função senoidal do tempo. Em cada tubo aparecerá uma torção, que estará no inverso um do outro, provocando alteração na distância entre os tubos, conforme mostra a figura 2.16. Essa distância pode ser medida por sensores de proximidade de precisão [ 20 ].

O sensoreamento da torção pode ser feito através de sensores de torque pela deformação (strain gauge) ou empregando um sistema eletromagnético. Neste caso, em cada lado do tubo há um sistema ímã-bobina que opera como um detector de vibração. O torque é obtido pela diferença de tempo apresentada entre as duas medições obtidas [ 16 ].

Como a frequência de ressonância varia com a densidade do fluido, este medidor pode também ser utilizado para sua inferência. Como desvantagens, pode-se citar a perda de carga e a sua baixa eficiência quando aplicado a fluidos bifásicos.

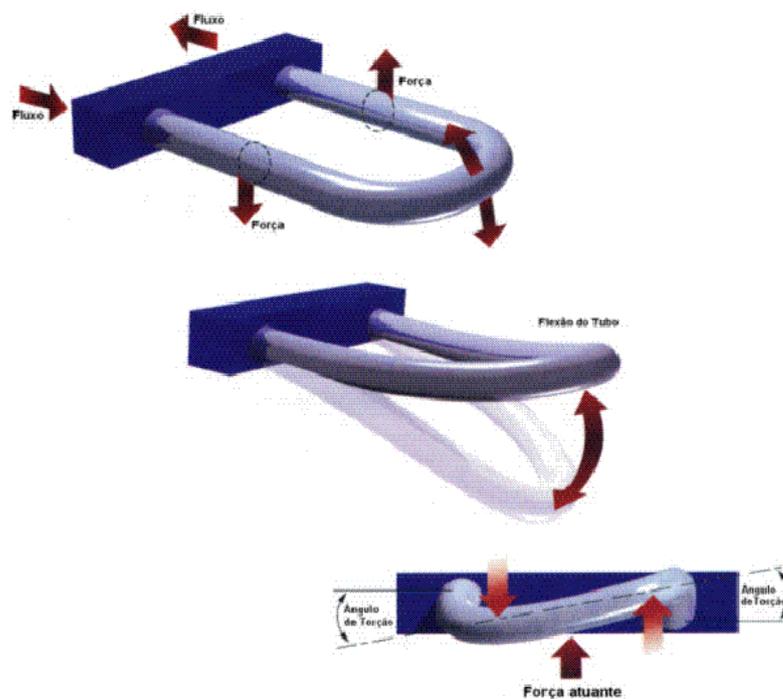


Figura 2.16: Medidor de efeito Coriolis

## 2.7: Medidores de Nível

### 2.7.1: Indicador de Nível - *Sight Glass*

O *Sight Glass* é um indicador visual de nível. No separador, existe um arranjo com três indicadores para cobrir toda a altura do vaso. O *Sight Glass* permite que se monitore a interface óleo-gás e óleo-água através do vidro transparente que compõe o *Sight Glass*. Uma foto do instrumento e uma representação de seu funcionamento podem ser vistos na figura 2.17.

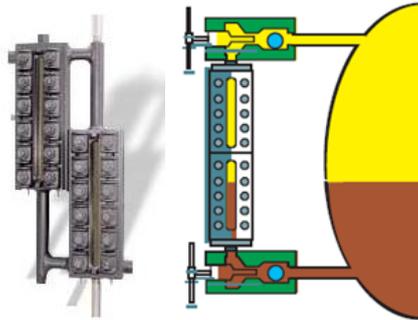


Figura 2.17: *Sight Glass*

### 2.7.2: Chave de Nível

A chave de nível é um dos sistemas mais simples e práticos de controle de nível de líquidos de qualquer espécie. A chave de nível tipo bóia (figura 2.18) consiste de um cilindro oco que funciona como um contato de duas posições. O contato é acionado quando o líquido a se medir ultrapassa a posição horizontal pra qual a chave foi instalada. O ponto de chaveamento é ajustado pela instalação lateral da chave na posição desejada.

A unidade Testing Express apresenta duas chaves de nível, uma para detecção de óleo e outra para detecção de água.

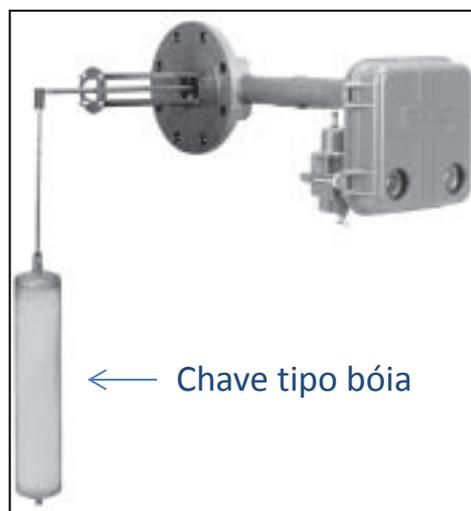


Figura 2.18: Chave de Nível

### 2.7.3: Medidor tipo bóia

Medidores tipo bóia fornecem medição direta e simples. A bóia está em contato direto com o líquido do processo e é presa por um cabo a um contrapeso, passando por uma polia. A medida que essa boia se desloca para cima ou para baixo, o contrapeso indica o valor em uma escala graduada, conforme mostra a figura 2.19.

Para saída elétrica, existe a possibilidade de se acoplar um potenciômetro elétrico à polia, de modo que a rotação da polia estabeleça a posição do terminal do potenciômetro [ 21 ]. Uma das grandes desvantagens do medidor tipo bóia, consiste em ser um sensor interno ao processo, com casing externo. O casing é suscetível a entupimentos e incrustações, enquanto que, se a parte interna ao processo falhar durante a operação, não é possível trocá-la até o final da operação.

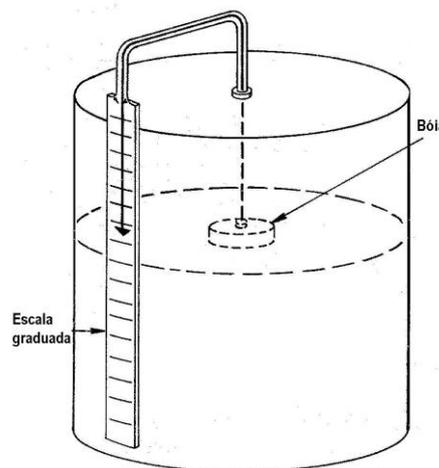


Figura 2.19: Sistema de medição com bóia

### 2.7.4: Medidor tipo Deslocador

O medidor tipo deslocador funciona segundo o princípio de Arquimedes, que diz que “ quando um corpo é submerso em um líquido, ele perde peso igual ao peso do líquido deslocado”. O sistema de medição por deslocador se resume na detecção e medição de um peso que varia com o nível, conforme mostra a figura 2.20.

O deslocador, comumente utilizado como sensor de transmissores de nível, tem a forma de um cilindro oco, sendo fabricado em diversos materiais que dependem da temperatura e corrosividade do fluido de processo.

Uma das vantagens deste medidor é o baixo custo. Contudo, ele não apresenta bom funcionamento em presença de espuma e geralmente seu sinal de saída é analógica.

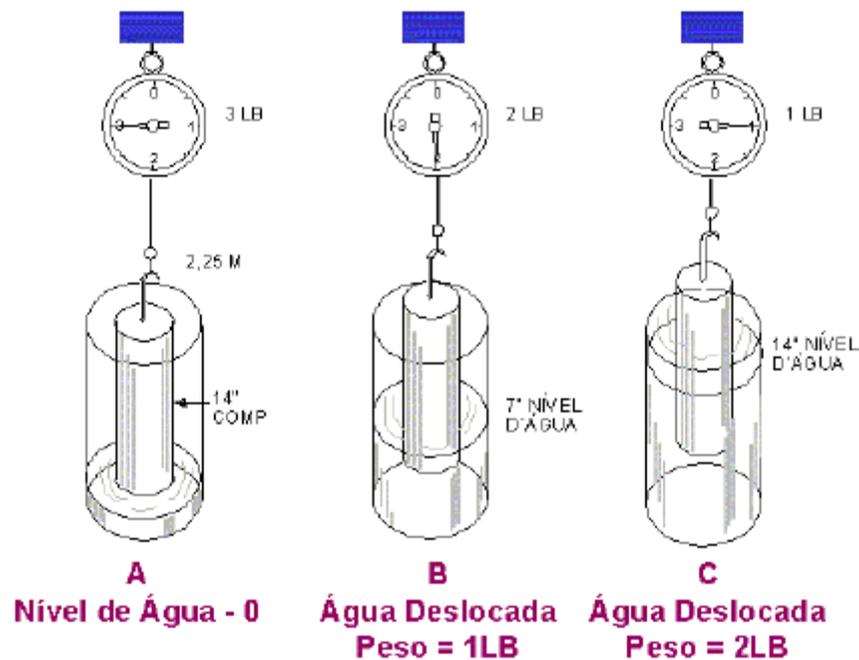


Figura 2.20: Medição de nível com deslocador

### 2.7.5: Medidor por Diferencial de Pressão

A medição de nível por diferencial de pressão é uma das formas mais usuais de se medir o nível de um determinado reservatório. A medição baseia-se na pressão de coluna líquida exercida no fundo do tanque. A pressão hidrostática resultante é proporcional ao valor desta altura ( $h$ ), da densidade do fluido ( $\rho$ ) e da aceleração da gravidade local ( $g$ ). A pressão hidrostática no começo da coluna líquida independe do formato do tanque.

Para esta medição, deve haver uma medição contínua da densidade caso ela não seja constante. Para tanques pressurizados, deve-se analisar matematicamente

as pressões de alta e de baixa, com o tanque em 0 e 100%, a fim de determinar a faixa de medição correspondente.

### 2.7.6: Medidor tipo Radar

A tecnologia de medição de nível por pressão diferencial ainda é a mais utilizada no mundo. Mas, como se sabe, ela, assim como a maioria dos sistemas de medição, dependem da densidade. Se há mudança de temperatura ou composição do produto, sua densidade  $\rho$  pode variar causando mudança na pressão resultante para um mesmo nível  $h$ .

O medidor tipo radar usa ondas eletromagnéticas para realizar medição de nível de líquido. O sensor radar é montado no topo do vaso, como mostra a figura 2.21 e dirigido para baixo, perpendicular a superfície do líquido, fazendo com que o sinal refletido da fonte retorne diretamente ao sensor.

O tempo de propagação do sinal refletido é medido pelo controle do oscilador (sensor). Ele envia um sinal de varredura de frequência linear e largura de faixa fixa. O detector radar é exposto simultaneamente à varredura enviada do radar e ao sinal de retorno refletido. A saída do detector é um sinal de frequência que é igual à diferença entre o sinal enviado e o refletido. Esta diferença em frequência ou diferença de tempo é diretamente proporcional ao tempo de propagação e assim à distância entre o sensor e o nível do líquido [ 21 ].



Figura 2.21: Medição de nível com radar

Um dos grandes benefícios desse tipo de medidor, consiste em independer de variações de densidade / temperature.

Além do sensor tipo radar, existe o sensor radar de onda guiada (Figura 2.22), que se baseiam na Refletometria no Domínio do Tempo, onde os pulsos eletromagnéticos de alta frequência se propagam através de um guia de onda, como um cabo ou haste, que é muito mais eficiente do que a propagação através do ar. Um circuito eletrônico emite pulsos que viajam pelo cabo em alta velocidade até encontrar o produto. Neste instante, o pulso acaba sendo refletido em direção ao topo onde está o circuito. A partir do tempo decorrido entre a emissão e a reflexão deste pulso, é possível determinar o nível do produto uma vez que a velocidade de propagação é constante e conhecida.

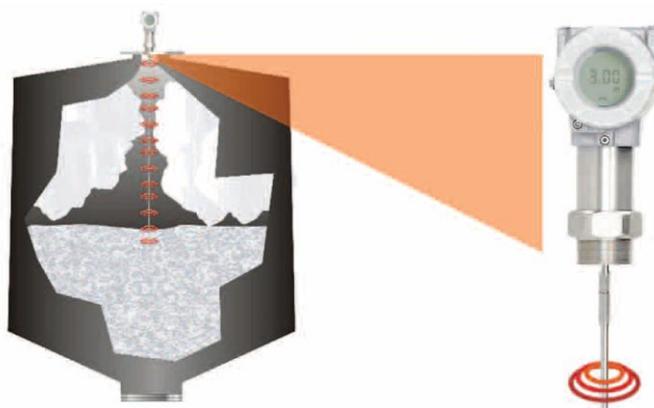


Figura 2.22: Medição de nível com radar de onda guiada

### 2.7.7: Medidor Ultrassônico

O medidor ultrassônico baseia-se no princípio da reflexão de uma onda sonora em uma superfície ou obstáculo, criando um efeito comumente chamado de eco. O medidor é localizado no topo de um tanque de medição, sendo constituído por uma unidade emissora de sinal ultrassônico e uma unidade receptora desse sinal [ 22 ], como mostra a figura 2.23.

Para medir o tempo de propagação do eco de um pulso ultrassônico, é necessário que alguma energia sônica seja refletida. O intervalo de tempo entre o envio do trem de pulsos e sua recepção é diretamente proporcional à distância percorrida pela onda e inversamente proporcional a velocidade de propagação do som no meio. Ou seja, para um determinado meio de propagação, é diretamente proporcional ao nível do tanque.

Para um funcionamento preciso deste tipo de sensor, é importante que a superfície refletora seja plana e com ângulo de reflexão igual ao de incidência. Além disso, a formação de bolhas ou ondas na superfície do líquido geraria ecos errôneos e portanto medições imprecisas.

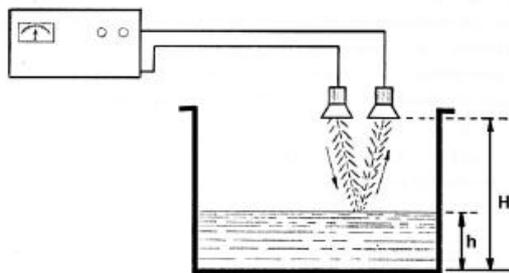


Figura 2.23: Medidor de nível ultrassônico

## Capítulo 3: Testing Express versão México

Neste capítulo descreve-se como a unidade Testing Express chegou ao Brasil, seus principais equipamentos e sistemas de medição. Por fim, é realizada uma análise da problemática desta unidade.

A Unidade de Testing Express consiste em um conjunto de equipamentos montados num *setup* compacto sobre rodas com a finalidade de permitir rápida mobilização/desmobilização em sondas de produção terrestres para atender às operações de limpeza (*clean-up*) em poços de petróleo.

O Testing Express (Figura 3.1) é um equipamento desenvolvido pela Schlumberger no México para teste em poços *onshore* com alta presença de areia. No início do ano 2012, com uma baixa na demanda do México, uma dessas unidades foi trazida para a unidade da Schlumberger em Aracaju, responsável pela produção *onshore* no Brasil.



Figura 3.1: Testing Express versão México

### 3.1: Descrição da Planta

A unidade chegou ao Brasil com os seguintes equipamentos:

- Um trailer com SSV inclusa;
- Um choke manifold (FMF-J);
- Um separador de areia vertical (SFU-C);
- Um separador de teste vertical (SEPV-C), com skid de medição;
- Um queimador para gás (flare) portátil;

- Um conjunto de tubos e cotovelos rígidos para conectar os equipamentos aos sistemas de produção da sonda.
- Válvulas de segurança (PSVs e de alívio);
- Conexão disponível para um aquecedor (heater);

A disposição desses equipamentos pode ser vista no Diagrama de Instrumentação e Tubulação (P&ID) exposto na figura 3.2.

### **3.1.1: Sistema de Medição**

O separador de teste é montado com manifold de entrada e *by pass* integral. O *skid* de medição é composto por um medidor de vazão de gás, um medidor de vazão de óleo e um medidor de vazão de água. A medição de vazão de gás é realizada através de um conjunto de placas de orifício que buscam atender a uma ampla faixa de vazão de operação. Para a medição da vazão de água e óleo são utilizados medidores de vazão tipo turbina. A descrição e princípio de funcionamento desses sensores encontra-se no capítulo 2.

O sistema de controle de nível recebe informações do tipo binária, apontando se o nível de água/óleo chegou a um determinado ponto. Isto é possível através de uma chave de nível tipo bóia. O operador tem informações sobre o nível através de um indicador analógico de nível acoplado ao tanque, chamado *Sight Glass*, também apresentado no capítulo 2.

### **3.1.2: Sistema de Atuação**

O sistema de atuação do Testing Express versão México é constituído por válvulas controladoras de pressão de gás e de nível de água e óleo. Sua função é manter condições constantes de separação dentro do vaso separador e controlar a interface e nível de líquido.

As válvulas de controle automático tem a função de regular a vazão de fluidos na tubulação a jusante do separador através da variação de abertura das válvulas, que recebem um sinal pneumático de um controlador.

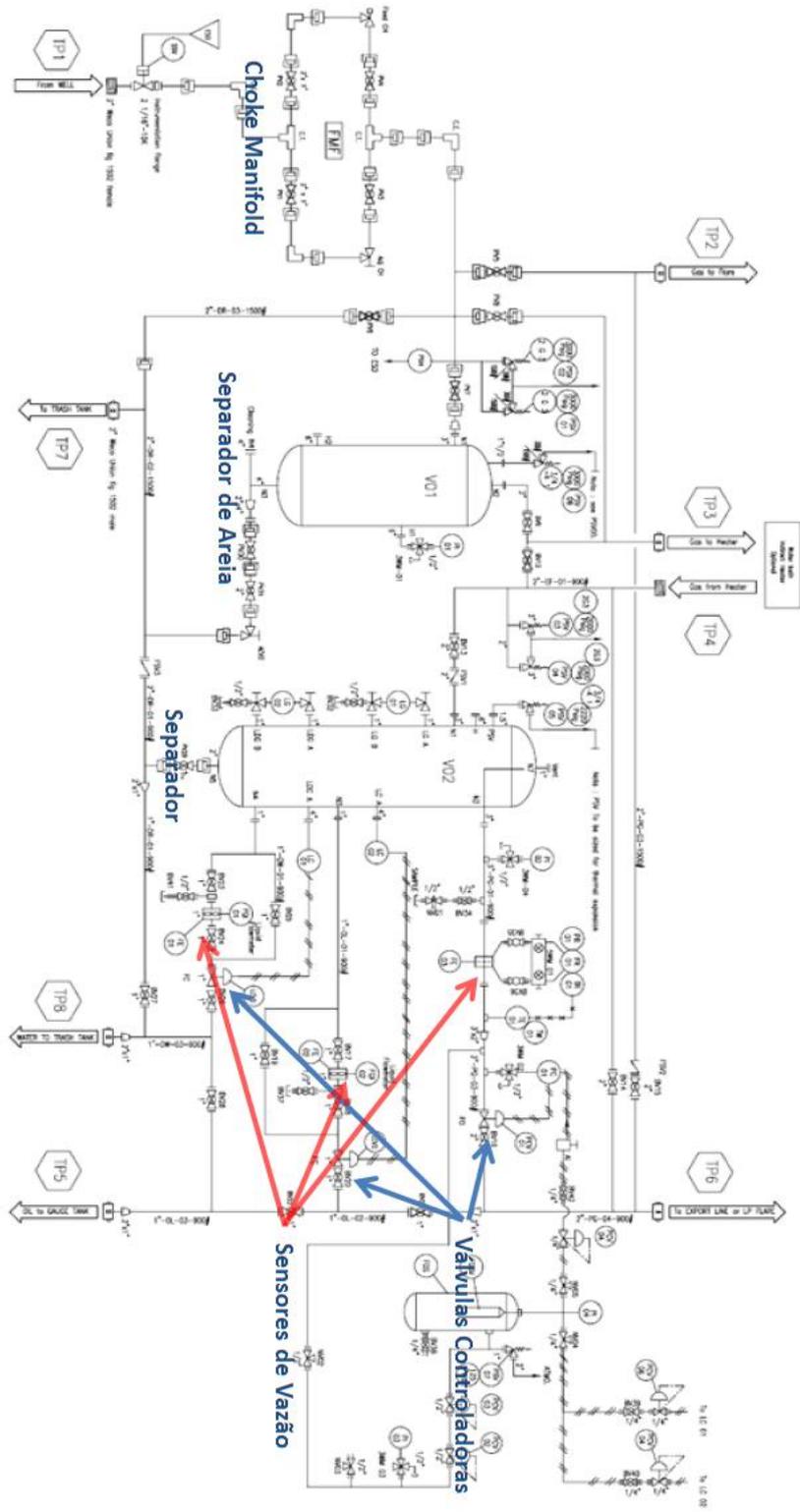


Figura 3.2: P&ID da versão velha do Testing Express

### 3.1.2.1: Controle de Pressão de Gás

A pressão interna do separador é controlada pelo gás fluindo pelo separador. A entrada de fluido varia dependendo das condições de fluxo do poço. Para se manter uma pressão constante no separador, a vazão de saída de fluido deve ser ajustada para manter-se o mais próximo possível da vazão de entrada.

O modo mais comum de se controlar a pressão é através do uso de um controlador de pressão atuando em uma válvula de controle para automaticamente reagir a qualquer variação na pressão do separador. Quando a pressão cai, o controlador fecha a válvula e quando a pressão sobe, ele a abre. Uma vez que a pressão de operação do separador é manualmente ajustada no controlador de pressão, a pressão do vaso é mantida perto do valor selecionado.

Por razões de segurança, essa válvula controladora é normalmente aberta, também chamada de *fail safe open*: se por qualquer razão a pressão de suprimento de ar para a válvula é interrompida, o vaso não será sobrepressurizado.

A pressão do separador é aplicada diretamente no tubo de Bourdon dentro do controlador de pressão, como mostra a figura 3.3.

Uma variação na pressão do separador causa uma deformação no tubo de Bourdon. Essa deformação move o *flapper* que cobre o bocal de ar para mais longe ou mais perto do bocal, modificando a vazão de ar. Essa vazão de ar é usada pelo controlador de pressão para abrir ou fechar a válvula controladora que regula a pressão no controlador [ 20 ].

### 3.1.2.2: Controle de Nível

O nível da interface gás-líquido e a pressão padrão dentro do separador devem ser mantidos constantes durante o teste para manter condições estáveis de comparação e para possibilitar comparação de valores. Para esta finalidade, o Testing Express versão México possui dois sistemas de controle de nível: controle de nível de óleo e controle de nível de água. Ambos os sistemas são idênticos e serão referenciados aqui como controlador de nível.

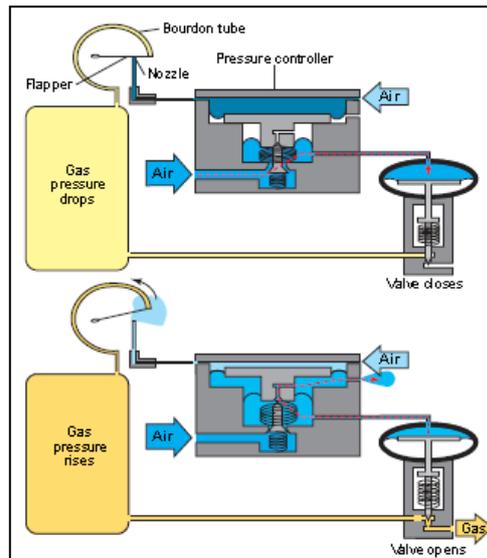


Figura 3.3: Controlador de pressão de gás

Controladores de nível de líquido normalmente empregam uma haste anexada a um controlador para abrir ou fechar uma válvula controladora que regula o nível de óleo. Esse controlador atua em uma das duas válvulas controladoras de nível: de água ou de óleo. Esse sistema permite a regulação de taxas de vazão desde muito baixas até muito altas, limitadas apenas pela capacidade do separador.

Quando o nível de líquido muda, de acordo com o princípio de Arquimedes, o êmbolo é impulsionado por uma força igual ao peso do fluido deslocado, como mostrado na Figura 3.4. O movimento do êmbolo é convertido, através de um conjunto de tubos de torque, fazendo com que o *flapper* se afaste ou aproxime do bocal. Por sua vez, a vazão de saída de ar do bocal abre ou fecha a válvula de controle de líquido na saída do separador.

Por motivos de segurança, as válvulas controladoras na saída de líquido são normalmente fechadas, também chamadas *fail safe closed*: se por qualquer razão a pressão de suprimento de ar para essas válvulas é interrompida, este problema será detectado rápido o suficiente para prevenir que o líquido retorne para o separador. Acúmulo de óleo no separador pode causar a saída do mesmo para a linha de gás, onde eventualmente atingirá o queimador de gás e poluirá o ambiente.

É importante enfatizar que as válvulas de controle de nível do Testing Express funcionam de forma on-off, não permitindo um controle ótimo do nível.

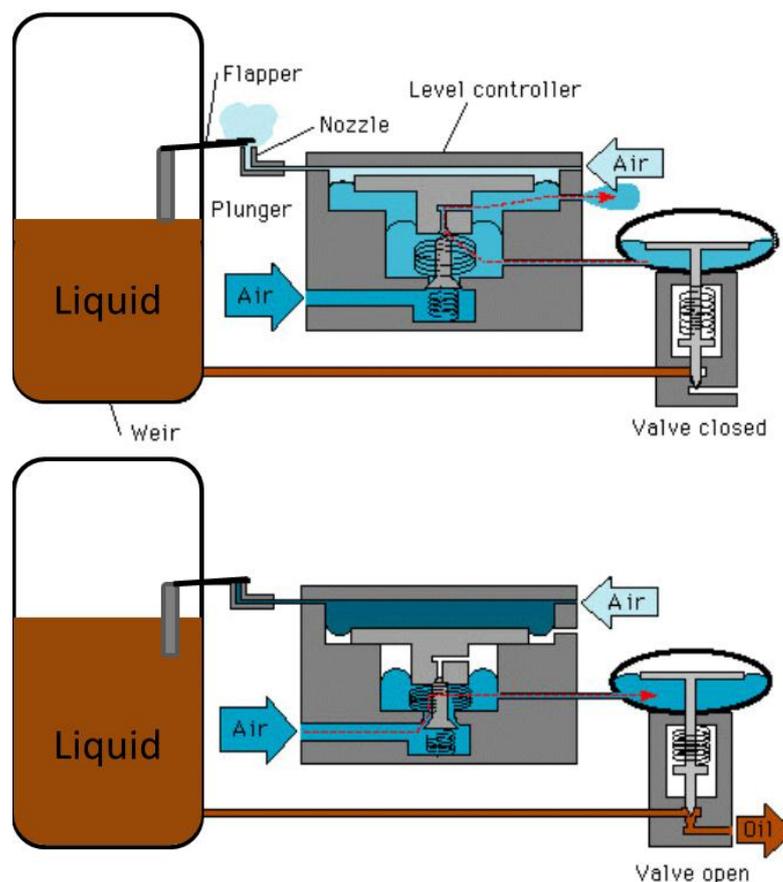


Figura 3.4: Controlador de Líquido

## 3.2: Problemática

Na análise de problema, apresentam-se duas abordagens. A primeira diz respeito à adequação da unidade às normas da ANP, enquanto que a segunda aborda aspectos de automação que não estão inclusos na primeira abordagem.

### 3.2.1: Análise quanto a Adequação as normas ANP

Analisando a Portaria Conjunta ANP / INMETRO n°. 001 - Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), encontramos algumas irregularidades na unidade Testing Express versão México.

Analisou-se primeiramente o sistema de medição de gás, composto apenas por um medidor de vazão por placas de orifício. O medidor presente estava

altamente corroído, sendo necessário a sua troca, pois a geometria interna do medidor entra no cálculo da vazão de gás por diferencial de pressão. Devido a esse fator, esse tipo de medidor apresenta incerteza elevada, além do permitido em norma.

Conforme estipulado no item 7.1.11 do RTM, os sistemas de medição de gás natural devem incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e temperatura, ou seja, o sistema de medição deve conter medidores de pressão e temperatura, inexistentes nesta versão.

Em seguida, foram analisados os sistemas de medição de óleo e de água. Conforme item do RTM n°. 6.3.4 as medições de líquido em linha através de medidores tipo Turbina, devem atender as orientações da norma ISO 2715, sendo que o modelo de medidor utilizado no sistema de medição deve possuir aprovação técnica junto ao INMETRO, conforme item do RTM n°. 5.2. Conforme verificado, o modelo de Turbina utilizada no sistema de medição é 9A-100079962 – NuFlo, não possuindo homologação técnica junto ao INMETRO.

Além disso, as medições de líquido realizadas em linha devem ser corrigidas pelos seguintes fatores: Dilatação Térmica entre a temperatura de referência e a temperatura de medição, compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição e conteúdo de água e sedimentos (BSW – Basic sediments and water). Desta forma, para que sejam realizadas estas correções, torna-se necessário a instalação de dispositivos de medição de temperatura, pressão e BSW.

### **3.2.2: Análise quanto ao aspecto de Automação**

Nas operações de teste realizadas pela unidade versão México, a aquisição de sinais, cálculos e geração de relatórios é feita de modo manual, através de operadores que consultam o status dos indicadores dos dispositivos de medição. Com a adição dos novos dispositivos sugeridos no tópico anterior, o número de dados irá dobrar, dificultando esse processo. A automação da obtenção desses dados, dos cálculos necessários e geração de relatórios facilitaria o trabalho e adicionaria maior exatidão e precisão aos resultados.

Encontra-se também problemas em dois componentes do sistema de controle de nível: sensor e indicador. O fato do sensor ser um sistema analógico, mais

precisamente uma chave mecânica “liga-desliga”, impossibilita a integração do sistema a uma rede de comunicação, onde seria possível a criação de uma lógica de controle. Conseqüentemente, a válvula controladora acaba subutilizada através de um controle *on-off*. Além disso, o sensor detecta apenas nível de líquido, não detectando a espuma, muitas vezes presentes nesses separadores, que em excesso, poderia causar *carry over*.

O *carry over* consiste da passagem de óleo ou outros líquidos pela linha de gás. Esse líquido irá atingir o gás flare, que não tem capacidade de efetuar uma queima completa de óleo, ocorrendo queda deste fluído para o solo / mar.

Quanto ao indicador de nível ser do tipo *sight glass*, levanta-se o fato de ser um único dispositivo para realizar uma função de extrema importância. Além disso, esse dispositivo já apresentou problemas de entupimento, dando a falsa impressão que o nível estava baixo, causando *carry over* e conseqüentemente derramamento de óleo.

Percebeu-se também que o uso de um separador vertical comprometia o processo de separação, uma vez que a superfície de contato entre líquido-líquido e líquido-gás é menor. Um separador horizontal reteria o líquido por mais tempo, com uma superfície de contato maior, otimizando o processo de separação.

Por fim, questiona-se a necessidade da presença do separador de areia, uma vez que os poços encontrados no Brasil apresentam características diferentes dos poços mexicanos. A quantidade de areia nos poços brasileiros não é suficiente para o uso deste separador.

## Capítulo 4: Análise do Problema e Possíveis soluções

Este capítulo descreve o desenvolvimento da etapa de projeto. Para esse desenvolvimento, serão usadas ferramentas de metodologia de desenvolvimento de projetos, conforme apresentado em [ 23 ].

Na primeira parte deste capítulo, é discutido como será resolvida a problemática apresentada no capítulo anterior, definindo que componentes de projeto serão utilizados.

Na segunda parte, usaremos ferramentas presentes na teoria de Projeto Informacional para especificar os componentes de projeto que foram definidos na primeira parte. Através de um *brainstorming*, levanta-se a especificação de requisitos desses componentes. Com esses dados, passamos então para os requisitos de cada produto e finalmente para a especificação do mesmo

### 4.1: . Análise do Problema

Analisaremos aqui a problemática abordada na seção 3.2. A seguir, destacamos os principais problemas encontrados:

- P1. O sistema de medição de gás deve conter medidores de pressão e temperatura.
- P2. O modelo de Turbina utilizada no sistema de medição de vazão de líquido, não possui homologação técnica junto ao INMETRO.
- P3. Necessidade da instalação de dispositivos de medição de temperatura, pressão e BSW na linha de líquido.
- P4. O fato do sensor de nível ser um sistema analógico, impossibilita a integração do sistema a uma rede de comunicação.
- P5. A válvula controladora apresenta controle *on-off*.
- P6. *Sight glass* já apresentou problemas de entupimento.

P7. O processo de separação é comprometido através da utilização de um separador vertical.

Como pode-se perceber, esses problemas consistem, em sua maior parte, da falta de utilização de alguns instrumentos ou da utilização de instrumentos analógicos e defasados tecnologicamente. Como a idéia aqui, além da adequação as normas da ANP, é desenvolver um sistema automatizado, que facilite a operação, obtenção e processamento de dados, sugere-se a implementação de uma rede industrial para interligar esses instrumentos a um único processador, reduzindo o trabalho manual e a chance de erros. Visando solucionar os problemas aqui expostos, foi desenvolvido um esboço de P&ID com os instrumentos necessários ao sistema. O diagrama pode ser visto na figura 4.1.

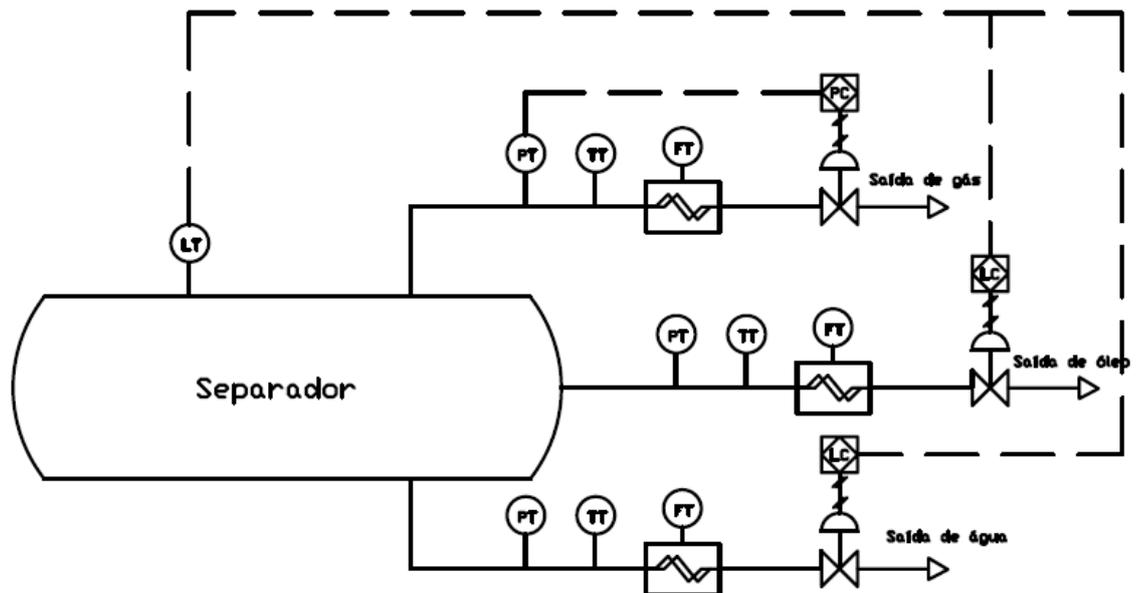


Figura 4.1: Esboço do sistema proposto

Como podemos ver no diagrama, os novos instrumentos propostos foram:

- Sensor de Temperatura (TT);
- Sensor de Pressão (PT);
- Sensor de Vazão (FT);

- Sensor de Nível (LT);
- Separador Horizontal;

Para a comunicação e controle desses instrumentos, sugere-se um computador de aquisição e controle interligado aos sensores e atuadores através de uma rede industrial.

## **4.2: Análise de Soluções**

Para cada medidor abordado no tópico anterior, existem inúmeros princípios de funcionamento diferentes que devem ser analisados para então selecionar aqueles que mais se adequam ao processo. Aqui faremos um levantamento desses princípios e uma comparação através do grau de importância dos requisitos de usuário.

Para o caso do sensor de pressão, essa análise não será feita, uma vez que são tradicionalmente escolhidos modelos específicos que já foram testados e aprovados pela Schlumberger.

### **4.2.1: Análise do Medidor de Temperatura**

Conforme a norma N-1882 da Petrobras – Critérios para Elaboração de Projetos de instrumentação, para a medição de temperatura remota, deve ser utilizado o sensor do tipo termopar ou termo-resistência. Para aplicações onde seja requerida uma maior exatidão, com um ETP (Erro total provável) menor que  $\pm 3$  °C, deve-se utilizar os sensores tipo termo-resistência.

As termo-resistências devem ser do tipo 3 ou 4 fios, de platina com padrão 100 ohms a 0° C. Devido a essas exigências, faremos o uso do sensor PT-100 juntamente com um transmissor de temperatura.

#### 4.2.2: Análise do Medidor de Vazão

Para o medidor de vazão, consideramos os três tipos permitidos pela ANP: medidor por deslocamento positivo, medidor tipo turbina e medidor de efeito coriolis. Através de um brainstorming, definiu-se os requisitos relevantes para a escolha de um medidor de vazão para a aplicação em questão. Os requisitos são:

- O funcionamento do medidor de vazão não deve ser afetado pela presença de partículas em suspensão no fluido a se medir. Uma vez que o processo de separação não é perfeito, algumas partículas sempre são carregadas com o fluido;
- Os poços do estado da Bahia são altamente parafínicos, o que significa que, medidores com partes móveis necessitarão de manutenção constante para garantir um funcionamento confiável, não sendo isso desejável;
- Como o *deadline* do projeto estava próximo, o medidor deveria ter um tempo de entrega curto;
- Devido a operação de queima, a vazão de saída de fluido a jusante do medidor deve se manter constante, sem grandes variações, por isso, o medidor não deve interferir de maneira significativa no escoamento a jusante dele;
- Devido ao limitado espaço disponível no trailer do Testing Express, o medidor não deve ser muito grande;
- O custo, embora não seja um fator limitante, também deve ser levado em conta;
- O medidor deve apresentar tempo e facilidade razoável de manutenção.
- A medição de BSW por parte do medidor de vazão é importante uma vez que, com a produção de emulsão dentro do vaso separador, é extremamente necessário a análise de BSW após o mesmo. Se realizada de forma manual, essa análise estará sujeita a muitas incertezas.

- A flexibilidade do sistema em relação à faixa de medição, a possibilidade de diagnóstico online e de integração com diferentes protocolos de comunicação também é um requisito importante e diferencial para o medidor.

A partir destes requisitos, definimos pesos de acordo com o grau de importância, conforme mostra a tabela 4.1.

Requisitos	Grau de Importância
Funcionamento com Partículas em Suspensão	10
Medição de BSW	10
Manutenção	9
Interferência Escoamento a Jusante	8
Flexibilidade	7
Tamanho	6
Custo	4
Disponibilidade	3

Tabela 4.1: Definição do grau de importância de cada requisito do medidor de vazão

Em seguida, criamos a matriz que correlaciona os medidores e requisitos através de pesos, descrita na tabela 4.2. A descrição de cada medidor, de onde foi realizada a avaliação de pesos, se encontra no capítulo 2. Como podemos ver na tabela 4.3, o medidor do tipo feito Coriolis mostrou-se como mais adequado a operação.

Tipo de Medidor	Critérios							
	Funcionamento com partículas em Suspensão	Medição de BSW	Manutenção	Não Interferência no escoamento a Jusante	Flexibilidade	Tamanho	Custo	Disponibilidade
Deslocamento Positivo	3	0	2	2	3	8	8	8
Turbina	3	0	2	6	3	7	6	8
Efeito Coriolis	8	10	9	7	10	3	3	8

Tabela 4.2: Correlação entre Medidores e Requisitos

Tipo de Medidor	Média
Deslocamento Positivo	3.32
Turbina	3.63
Efeito Coriolis	7.73

Tabela 4.3: Tabela de comparação de medidores

### 4.2.3: Análise do Medidor de Nível

São inúmeros os medidores de nível presentes hoje no mercado. Embora muitos deles sejam eficazes na medição de tanques de líquido, dificilmente algum deles apresenta funcionamento confiável em medições com as condições encontradas em Well Testing. A presença de água, óleo, gás, sólidos, espuma e uma emulsão (água - óleo) sob turbulência desafia os melhores instrumentos de detecção de nível encontrados atualmente.

Para um controle de nível eficaz e seguro no vaso separador, levantaremos alguns requisitos. Quando falamos em nível, o que nos vem primeiramente a mente é a capacidade de medir nível total. Em condições ideais, quase todos os medidores são capazes de realizar esta tarefa. Porém, as condições que encontramos dentro de um separador de Well Testing estão longe de serem ideais. Como exemplo, pensamos na medição de nível por diferencial de pressão, calculada através da densidade, gravidade e altura. Esse método funciona quando sabemos precisamente a densidade, em processos onde geralmente essa densidade é constante. O problema está no fato de que a temperatura do fluido está constantemente variando, variando assim a densidade. Para utilização de métodos que dependem da densidade, teríamos que calculá-la constantemente através dos dados de temperatura.

Outro fator importante a se calcular no separador é a interface água-óleo. Essa interface deve ser controlada para que não ocorra entrada de óleo na linha de água ou entrada de água na linha de óleo. Muitos medidores no mercado prometem cumprir este requisito, porém, voltando ao ponto das condições extremas

encontradas em nosso processo, essa interface não se encontra perfeitamente definida. Dentro do tanque há a criação de espuma e emulsão que dificultam a medição desta interface.

Por fim, destacamos a importância da integração do medidor a uma rede de controle, possibilitando o controle automático de nível. Para isso, o medidor deve possibilitar a integração com uma rede industrial.

Sendo assim, levantamos os seguintes requisitos:

- Independência de variações na densidade / temperatura;
- Detecção de interface água – óleo;
- Funcionamento com espuma/emulsão.
- Possibilidade de integração com rede industrial

Nesta análise, não ordenamos os requisitos em relação a pesos por que todos são igualmente fundamentais para o sistema de medição de nível

Os medidores atualmente aceitos pela ANP são:

- Bóia
- Deslocador
- Pressão Diferencial
- Radar
- Radar de Onda Guiada
- Ultrassônico

Cada um deles foi explicado no capítulo 2.

A partir da tabela 4.4, pode-se ver que o único sensor que atende todos os principais requisitos é do tipo radar de onda guiada. Esse tipo de sensor tem diferentes configurações de sua guia, sendo essas apresentadas na figura 4.2.

Dentre estas guias, pode-se afirmar, segundo [ 24 ], que o único sensor que atende a condição de funcionamento em espuma e emulsão é do tipo Cabo Coaxial.

Tipos de Medidor	Independência de Densidade / Temperatura	Deteção Interface água-óleo	Sinal Digital	Funcionamento com espuma/emulsão
Bóia	Não	Sim	Não	Não
Deslocador	Não	Sim	Não	Não
Pressão Diferencial	Não	Não	Sim	Não
Radar	Sim	Sim	Sim	Não
Radar de Onda Guiada	Sim	Sim	Sim	Sim
Ultrassom	Não	Sim	Sim	Não

Tabela 4.4: Comparação entre medidores de nível



Figura 4.2: Tipos de guias

#### 4.2.4: Análise da Válvula Controladora

As válvulas controladoras se dividem em 3 grandes grupos: Elétricas, Pneumáticas e Hidráulicas. Como queremos que a válvula seja integrada ao sistema

de controle, sendo capaz de receber uma lógica baseada em recursos computacionais, um dos requisitos do posicionador será a possibilidade de integração a uma rede industrial. Neste tópico, vamos nos ater a avaliar a melhor alternativa quanto a alimentação do atuador.

Atuadores elétricos são atuadores que utilizam energia elétrica como fonte de alimentação. Apesar de apresentar uma boa relação custo desempenho em relação a torque, tornam-se soluções caras em ambientes explosivos, onde requerem cabos e conectores específicos para impedir a ocorrência de faíscas.

Atuadores pneumáticos utilizam como forma de energia o ar comprimido, necessitando apenas de um compressor de ar, já disponível em sondas ou layouts de Surface Well Testing. Além disso, o sistema pneumático é, por si só, a prova de explosões, uma vez que não apresenta riscos de faísca, sendo necessário apenas o uso de mangueiras ou *liners* para conexão a de ar. Por serem sistemas bastante simples, apresentam baixo custo e facilidade de manutenção. Em comparação a atuadores hidráulicos, tem em geral menor força de torque.

Por fim, atuadores hidráulicos convertem energia hidráulica em mecânica para realizar um trabalho, utilizando óleo como meio de transmissão de energia. São utilizados principalmente em sistemas onde são requeridos torque elevado. Entretanto, são atuadores muito mais caros, que apresentam um potencial perigo de incêndio, uma vez que o óleo é combustível [ 25 ].

Abaixo apresentamos uma tabela (tabela 4.5) com os principais requisitos desejados em nosso atuador. Deixamos o torque como requisito de menor importância uma vez que o torque das válvulas aqui atuadas é relativamente baixo, sendo atingido por qualquer um dos sistemas de atuação.

Requisitos	Grau de Importância
Segurança	10
Custo Alimentação	8
Custo	7
Manutenção	7
Torque	4

Tabela 4.5: Tabela de requisitos de atuadores

Em seguida, montou-se a matriz de correlação entre tipos de atuador e requisitos, mostrado na tabela 4.6 e fez-se a média de cada um dos atuadores, resultando na tabela 4.7, de onde pode-se ver que o atuador mais recomendado para a aplicação é do tipo pneumático.

Tipo de Medidor	Critérios				
	Segurança	Custo Alimentação	Custo	Manutenção	Torque
Elétrico	0	5	6	5	7
Pneumático	9	7	9	8	5
Hidráulico	5	3	3	5	9

Tabela 4.6: Correlação entre tipos de atuador e requisitos

Tipo de Atuador	Média
Elétrico	4.03
Pneumático	7.92
Hidráulico	5.95

Tabela 4.7: Comparação de média de atuadores

### 4.3: Folha de dados

A folha de dados é um documento que apresenta de forma resumida, todos os dados e características técnicas do produto.

A partir das análises previamente realizadas e das características do processo, foram montadas as tabelas 4.8, 4.9 e 4.10. Pode-se perceber, que a conexão elétrica é padronizada, sempre ½" NPT, assim como a conexão ao processo dos sensores de pressão e temperatura. A conexão ao processo do sensor de vazão é do tipo flange, uma vez que ele é conectado em linha ao processo.

				Linha de líquido - Baixa (Água)	Linha de líquido - Alta (Óleo)	Linha de Gás
Pressão	Sensor	Material do Diafragma de Isolação		Aço Inox	Aço Inox	Aço Inox
		Tipo de Medição		Pressão Manométrica	Pressão Manométrica	Pressão Manométrica
		Conexão ao processo		1/2" NPT	1/2" NPT	1/2" NPT
		Fluido de Enchimento		Silicone	Silicone	Silicone
		Involucro		Aço Inox	Aço Inox	Aço Inox
		Modelo		3051TG4A2B21JB4E8M6Q4	3051TG4A2B21JB4E8M6Q4	3051TG4A2B21JB4E8M6Q4
	Serial Number		???	???	???	
	Transmissor	Tipo		Integral ao sensor	Integral ao sensor	Integral ao sensor
		Comunicação		4-20mA + Hart	4-20mA + Hart	4-20mA + Hart
		Alimentação		24VDC	24VDC	24VDC
		Material do involucro		Aço Inox	Aço Inox	Aço Inox
		Conexão elétrica		1/2" NPT	1/2" NPT	1/2" NPT
		Modelo		3051TG4A2B21JB4E8M6Q4	3051TG4A2B21JB4E8M6Q4	3051TG4A2B21JB4E8M6Q4

Tabela 4.8: Folha de dados do sistema de medição de pressão

				Linha de líquido - Baixa (Água)	Linha de líquido - Alta (Óleo)	Linha de Gás
Temperatura	Sensor	Tipo		Serie 65 Platinum RTD single	Serie 65 Platinum RTD single	Serie 65 Platinum RTD single
		Modelo		Resistance Thermometer	Resistance Thermometer	Resistance Thermometer
		Conexão ao Processo		1/2" NPT	1/2" NPT	1/2" NPT
		Comprimento da Inserção		100 mm	100 mm	100 mm
		Com poço (sim ou não)		Sim	Sim	Sim
	Transmissor	Comunicação		4-20mA + Hart	4-20mA + Hart	4-20mA + Hart
		Alimentação		24VDC	24VDC	24VDC
		Conexão elétrica		1/2" NPT	1/2" NPT	1/2" NPT
		Material do involucro		Aço Inox	Aço Inox	Aço Inox
		Classe de exatidão		A	A	A
		Modelo		3144PD5A1E1B4M5T1Q4	3144PD5A1E1B4M5T1Q4	3144PD5A1E1B4M5T1Q4

Tabela 4.9: Folha de dados do sistema de medição de temperatura

				Linha de líquido - Baixa (Água)	Linha de líquido - Alta (Óleo)	Linha de Gás
Vazão	Sensor	Princípio		Coriolis	Coriolis	Coriolis
		Material		316 SST	316 SST	316 SST
		Conexão ao Processo		Flange 2" RTJ	Flange 1" RTJ	Flange 1/2" RTJ
		Classe de Pressão e Face		600# RTJ	600# RTJ	600# RTJ
		Modelo		CMF100MA24NQGZPZZ	CMF200MA44NQGZPZZ	CMF025MA08NQGZPZZ
		Serial Number		14311795	14309932	14309061
	Transmissor	Montagem		Remota via cabo serial	Remota via cabo serial	Remota via Cabo par
		Comunicação com Puck Core Processor		Modbus RS-485	Modbus RS-485	Pulso
		Alimentação		28 VDC	28 VDC	28 VDC
		Material do involucro		alumínio	alumínio	alumínio
		Conexão elétrica		1/2"NPT	1/2"NPT	1/2"NPT
		Modelo		2700R12ADZPZZX	2700R12ADZPZZX	2700R12ADZPZZX
	Serial Number		3221017	3226142	3200225	
	Puck Core Processor	Montagem		Integral ao Sensor	Integral ao Sensor	Integral ao Sensor
		Tipo		4 Fios	4 Fios	4 Fios
		Modelo		Puck700	Puck700	Puck700
		Serial Number		25168249	25213881	25196344

Tabela 4.10: Folha de dados do sistema de medição de vazão

Em relação a comunicação, percebe-se que os sensores de pressão e temperatura utilizam o padrão HART + 4-20 mA e no sensor de vazão o protocolo Modbus para os Coriolis de líquido e pulso para o Coriolis de gás. Essa diferença em relação ao Coriolis, se deve ao fato de que a saída pulsada, aplicável a medição de gás, é mais simples de ser totalizada. A rotina de cálculo nesse caso totaliza uma

quantidade de pulsos a cada segundo, conforme mostra a figura 4.3, e sobre essa totalização executa os cálculos de conversão para as condições de referência.

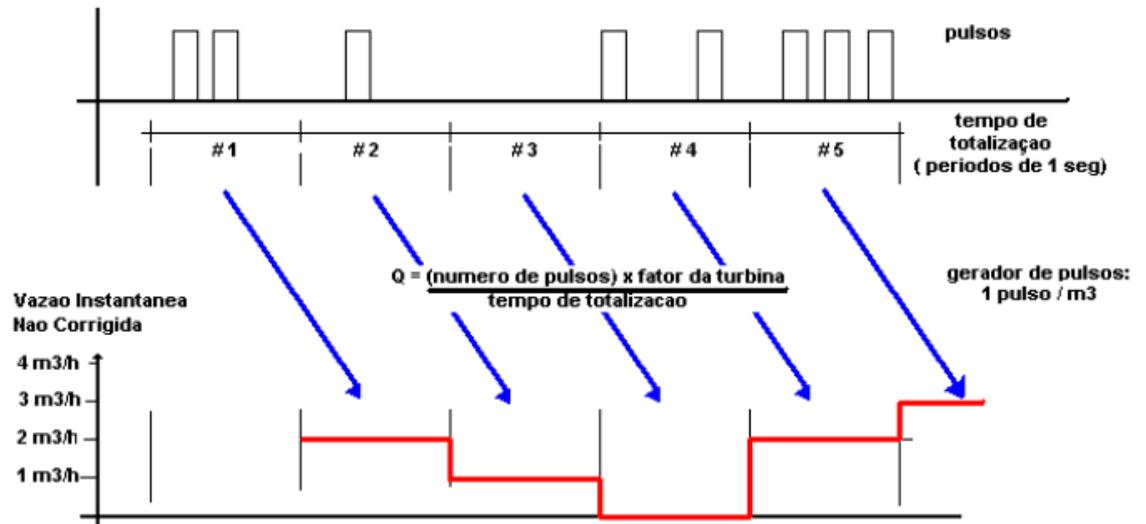


Figura 4.3: Conversão de pulsos em vazão

A calibração do sensor Coriolis para a linha de gás é realizada através de um teste hidrostático. Através deste teste, levanta-se o fator K, que corrige o valor para a vazão de gás. O fator K é exigido pela ANP por permitir a rastreabilidade da calibração.

O fator K, ou pulso de fator de escala, corresponde ao número de pulsos por unidade de massa ou volume. Ele é um valor ajustável, configurado no transmissor pelo fabricante. Para se determinar a massa ou volume total, o fator K é dividido pelo número de saída do medidor [ 26 ]. Para os coriólis de líquido, como o teste já é realizado com líquido, não é necessário o fator K, podendo-se usar o protocolo Modbus. O uso do protocolo Modbus traz uma série de vantagens para a aplicação. Além de ser uma rede digital, o Modbus permite o uso do DNOC, um software que faz a interligação entre o sinal da linha serial RS485 e o computador de vazão.

A unidade eletrônica ROC809 é um controlador baseado em microprocessador que provê funções requeridas para uma variedade de aplicações de instrumentação em campo. Ela é composta por um Unidade Central de Processamento (CPU), um módulo de alimentação, módulos de comunicação e

módulos de entrada e saída. A ROC809 foi uma solução pronta comprada para integração e cálculo dos sinais do sistema de medição.

A tabela 4.11 mostra a folha de dados para a válvula controladora. A válvula globo do fabricante Fisher é tradicionalmente usada pela Schlumberger. O atuador será do tipo pneumático, como definido anteriormente. O posicionador que foi escolhido se trata do modelo DV6000 da Fisher. A válvula completa pode ser vista na figura 4.4.

			Linha de líquido - Baixa (Água)	Linha de líquido - Alta (Óleo)	Linha de Gás
Válvula Controladora	Válvula	Tipo	Válvula Esfera	Válvula Esfera	Válvula Esfera
		Fabricante	Ballon	Ballon	Ballon
		Tamanho	3"	3"	3"
		Material	316 L Aço Inox	316 L Aço Inox	316 L Aço Inox
		Torque	4080 in.lbs	4080 in.lbs	4080 in.lbs
	Conexão com Processo	Flange 3"RF	Flange 3"RF	Flange 3"RF	
	Atuador	Tipo de Atuador	Diafragma Pneumático	Remota via cabo serial	Remota via Cabo par
		Alimentação do Atuador	Ar 6-30 bar	Modbus RS-485	Pulso
		Com <i>bypass</i> manual?	Sim	Sim	Sim
	Controlador	Protocolo de Comunicação	4-20mA Hart	4-20mA Hart	4-20mA Hart
		Fabricante	Fisher	Fisher	Fisher
		Modelo	DVC 6000	DVC 6000	DVC 6000
		Tipo	Efeito Hall	Efeito Hall	Efeito Hall
		Alimentação	24VDC	24VDC	24VDC

Tabela 4.11: Folha de dados da válvula controladora



Figura 4.4: Válvula Controladora com Posicionador DV6000

O DVC 6000 funciona de acordo com o efeito Hall. O sensor de posição magnético funciona com ímãs polarizados opostamente, que geram um sinal elétrico no sensor de Efeito Hall. Os ímãs se movimentam durante a abertura e fechamento das válvulas, pois estão montados sobre suas hastes. Ao se movimentarem, estes ímãs geram uma tensão no sensor de Efeito Hall, que é medida pela placa eletrônica do posicionador. Esse sensor determina a posição atual do atuador e faz a realimentação para o controle [ 27 ].

Esse tipo de posicionador é importante quando a vibração do processo é muito grande, além do previsto. Isto pode ocasionar um desgaste maior das partes mecânicas que compõem o instrumento. Pode até ocorrer desgaste de roscas e conexões, sem falar na possibilidade de ter maus contatos em terminais cujos cabos podem não ter sido convenientemente apertados. Não há, portanto, contato mecânico entre o posicionador e a haste da válvula em movimento.

A tabela 4.12 trata da folha de dados para o sistema de nível. O modelo escolhido, FMP55 é um sistema de medição que funciona de acordo com o método ToF (Time of Flight). Ele mede a distancia de um ponto de referencia até a superfície. Pulsos de alta frequencia sao injetados e viajam pela guia. Esses pulsos são refletidos pela superfície do produto, são recebidos pela unidade eletrônica de avaliação e convertidas em informações sobre o nível. Esse método também é conhecido como TDR (Time Domain Reflectometry). Para detecção de interface, esse método é combinado com medição capacitiva [ 28 ].

Nível	Sensor	Tipo		Radar de Onda Guiada
		Tipo de Guia		Coaxial
		Conexão ao Processo		Flange 3" RF600
		Material		316 L Aço Inox
		Comprimento da Guia		30"
		Temperatura do Processo		-20 C to 100 C
		Pressão do Processo		720 psi
	Transmissor	Fabricante		Endress+Hauser
		Modelo		FMP55
		Protocolo de Comunicação		4-20mA Hart
		Alimentação		24VDC
		Conexão Elétrica		1/2" NPT
		Material do Encapsulamento		316 L Aço Inox

Tabela 4.12: Folha de dados do sistema de medição de nível

## Capítulo 5: Implementação

A etapa de implementação aqui apresentada abrange apenas a parte de implementação dos sistemas de medição a jusante do vaso separador. Como o *deadline* do projeto era curto, realizou-se apenas a implementação do sistema fundamental de medição para apropriação, que corresponde aos sensores de vazão, pressão e temperatura. Além disso, antes de haver liberação de recursos para compra de outros instrumentos, era preciso mostrar os benefícios que o novo sistema iria proporcionar. Por esse motivo, o sistema de controle mecânico foi mantido, uma vez que é tradicionalmente usado pela empresa e apresenta confiabilidade e facilidade de operação consideráveis. A troca deste sistema por um sistema de controle digital é um assunto ainda polêmico dentro da empresa devido a relutância por parte de operadores, técnicos e até mesmo engenheiros em trocarem um sistema no qual eles tem total domínio por um sistema novo. Espera-se que após a fase de implementação, os resultados sejam bons o suficiente para mudar esta idéia dentro da empresa.

O P&ID do Testing Express projetado por esse documento é apresentado na figura 5.1. A implementação completa deste P&ID será realizada na próxima versão da planta, a ser fabricada no início do ano de 2013.

O sistema que foi realmente implementado nesta fase pode ser visto na figura 5.2. Além disso, o separador de areia foi removido do trailer.

### 5.1: Instalação de Instrumentos

Para a instalação dos novos instrumentos, foi necessário redesenhar e refazer as linhas de medições, que antes suportavam apenas um sensor de vazão cada uma. Além disso, cada medidor de vazão deve ter um sistema de *bypass*, ou seja, uma linha opcional por onde o fluido possa circular caso o medidor de vazão não esteja apto para operar.

A posição de instalação dos sensores de pressão e temperatura também é definida pelas normas ANP.

### 5.1.1: Linha de Gás

O isométrico da linha de medição de gás é mostrado na figura 5.3. Ela é conectada diretamente na saída do vaso separador através do flange em 10. Em 5, existe um *elbow o-let* – uma conexão para instalação de instrumentos, onde será instalado o sensor de pressão. Um *termowell*, que consiste em um encapsulamento para instalação do sensor de temperatura, foi inseiro em 6.

O transmissor de vazão do tipo Coriolis está localizado em 7 e pode ser usado quando as válvulas BV19 e BV20 estão abertas. A válvula BV18 funciona como *bypass* para o Coriolis e deve ser fechada quando o transmissor for utilizado. Em 9, está localizado um ponto de amostra, enquanto que 11 é a conexão para a válvula controladora de gás.

As linhas 1, 2, 3 e 4 foram fabricadas especialmente para acoplamento dos sensores usados e adequação as normas da ANP.

A linha de gás com seu sistema de medição final pode ser vista na figura 5.4. Pode-se perceber que existem dois flanges fechados, opostos a linha do coriolis. Estes flanges serão utilizados caso se necessite adicionar mais algum medidor na linha.

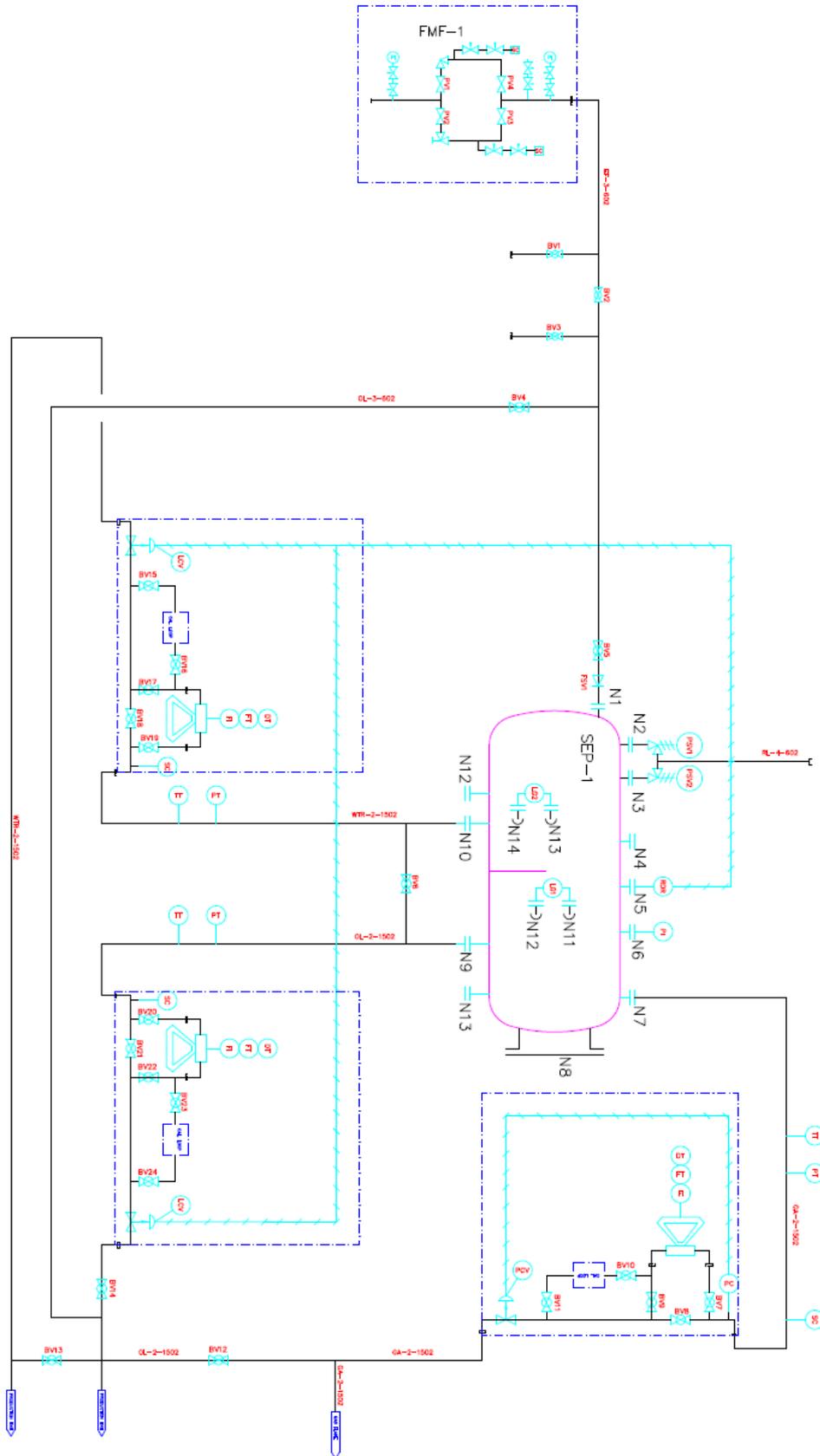


Figura 5.1: P&ID projetado do novo Testing Express

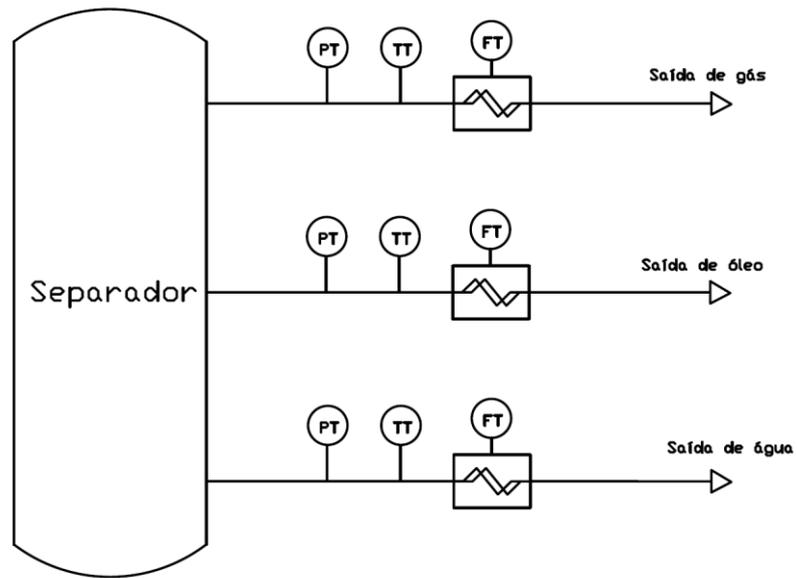


Figura 5.2: Sistema de Medição implementado

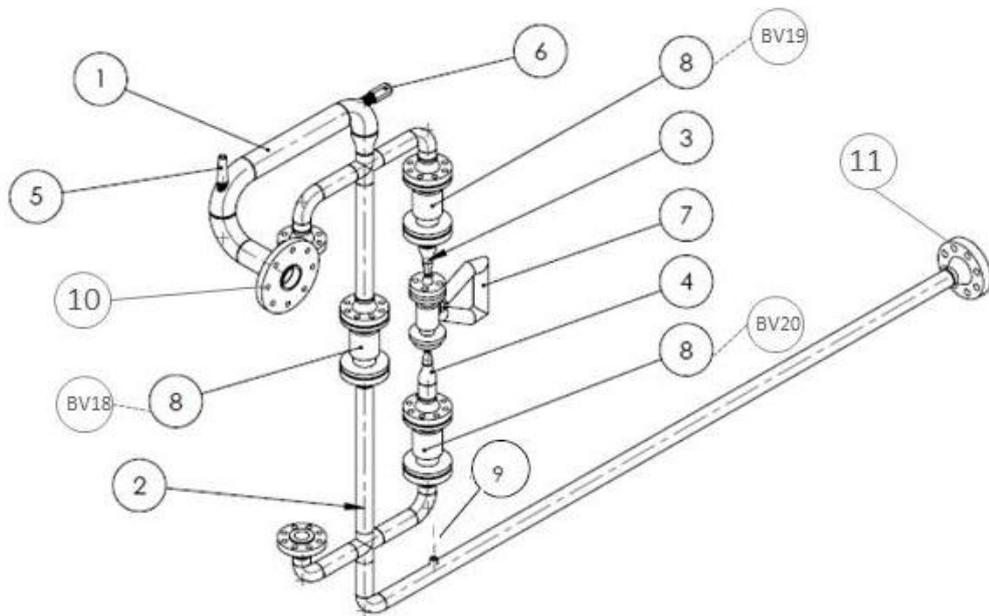


Figura 5.3: Isométrico da linha de medição de gás



Figura 5.4: Sistema final de medição de gás

### 5.1.2: Linha de Óleo

A figura 5.5 mostra o isométrico da linha de óleo. Ela é conectada ao vaso separador através do flange 10. As linhas 1, 2, 3 e 4 foram fabricadas especialmente para a adequação as normas da ANP. As válvulas BV14 e BV15 são abertas quando o Coriolis (7) é utilizado, sendo que a válvula BV13 funciona como *bypass* ao Coriolis.

Um *elbow o-let* foi fabricado e é mostrado em 8 e um *termowell* foi instalado e mostrado em 5 para instalação dos sensores de pressão e temperatura respectivamente. Existe um ponto de amostra em 9, enquanto que 11 correspondente a conexão da linha de medição à válvula controladora.

A figura 5.6 mostra o sistema implementado.

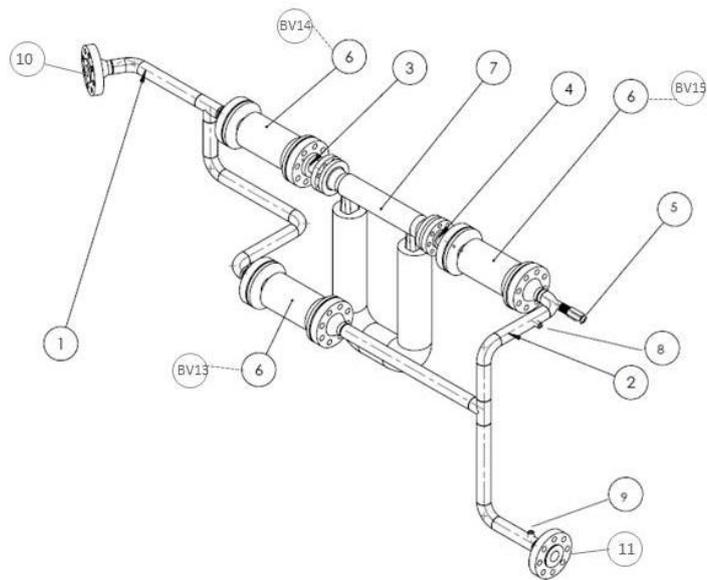


Figura 5.5: Isométrico da linha de medição de gás

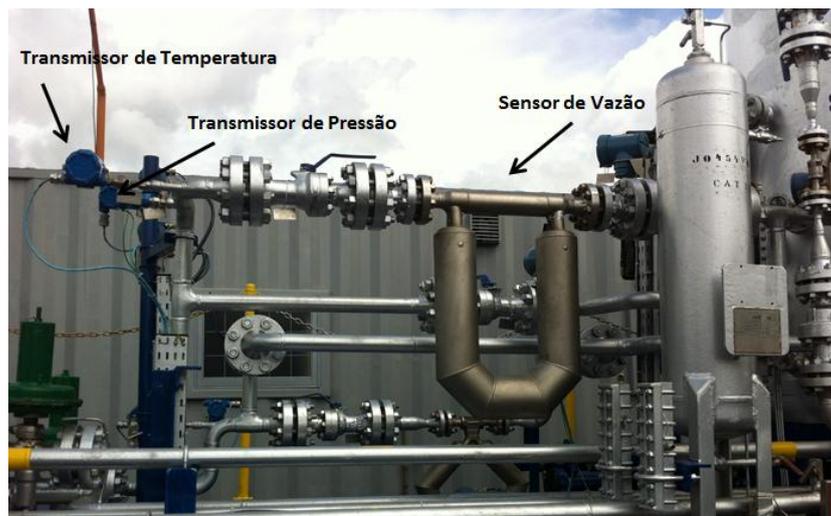


Figura 5.6: Sistema final de medição de óleo

### 5.1.3: Linha de Água

A linha de água foi fabricada através do isométrico apresentado na figura 5.7. Como nas outras linhas, ela é conectada imediatamente na saída no separador, através do flange em 10. A vazão é medida através do Coriolis em 7, e a válvula BV7 funciona como *bypass* para o medidor. Os sensores de pressão e temperatura são instalados em 9 e 8 respectivamente, enquanto que 6 é um ponto de amostra.

O sistema final implementado pode ser visto na figura 5.8.

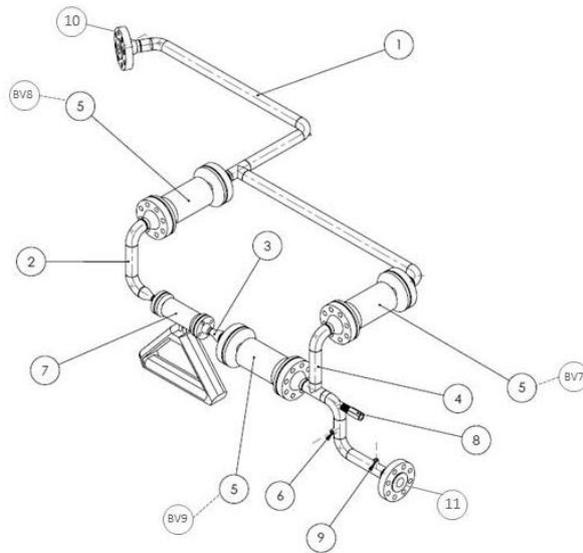


Figura 5.7: Isométrico da linha de medição de água



Figura 5.8: Sistema final de medição de água

## 5.2: Computador de Vazão

O computador de vazão é projetado para a solução instantânea e contínua das equações envolvidas no processo. Ele recebe sinais elétricos e de comunicação de transmissores externos, relativos as variáveis de processo (pressão, temperatura, pulso, vazão) e os utiliza para computar, totalizar e indicar a vazão volumétrica compensada ou não compensada e a vazão mássica.

O computador de vazão é aplicado para a medição de gás e de líquidos. Ele registra a quantia total em massa ou volume do produto medido. As propriedades físico-químicas do fluido e variáveis do processo tais como composição do fluido, temperatura, pressão, densidade e viscosidade, são consideradas “dados de entrada” e são a base para o cálculo.

A conversão dos valores de volume é automática. Ela é continuamente calculada, enquanto que o algoritmo de computação e a metodologia são selecionados na configuração do computador de vazão.

O computador de vazão utilizado nesse projeto foi desenvolvido para permanecer dentro da cabine de aquisição, não sendo necessários invólucros a prova de explosão. Ele é composto pelos seguintes componentes:

- Módulo de Alimentação 110/220 Vac para 24 Vdc, 10 A;
- Um módulo de barreira de pulso;
- Um módulo de barreira de segurança intrínseca;
- Dois bornes fusíveis;
- Uma IHM Touchscreen;
- Unidade eletrônica básica ROC 809;
- Uma entrada de alimentação;
- Uma entrada para cabo ethernet;
- Uma entrada para cabo RS485;
- Uma entrada para o cabo de alimentação de instrumentos;
- Uma entrada para um cabo de sinal 16 pares.

A visão superior e lateral do computador pode ser vista nas figuras 5.9 e 5.10 respectivamente.

A entrada de pulso é utilizada pelo coriolis de gás. Neste caso, o computador de vazão totaliza uma quantidade de pulsos a cada segundo e sobre essa totalização executa os cálculos de conversão para as condições de referência [ 29 ].

A barreira de segurança intrínseca isola totalmente a rede da área não classificada (área segura) da rede da área classificada (onde há perigo de explosão). Todos os instrumentos de medição da planta são a prova de explosão, ou seja, mesmo que a atmosfera explosiva esteja em contato com o interior do equipamento, uma eventual ignição não se propaga ao exterior, pois o invólucro do aparelho não possui *gap* suficiente para transmitir a combustão e pode suportar a pressão desenvolvida pela explosão.

A comunicação do computador de vazão com um laptop onde o software de aquisição de dados roda, pode ser feito através de uma porta Ethernet. Os outros cabos aqui comentados serão mais bem detalhados na seção 5.4.

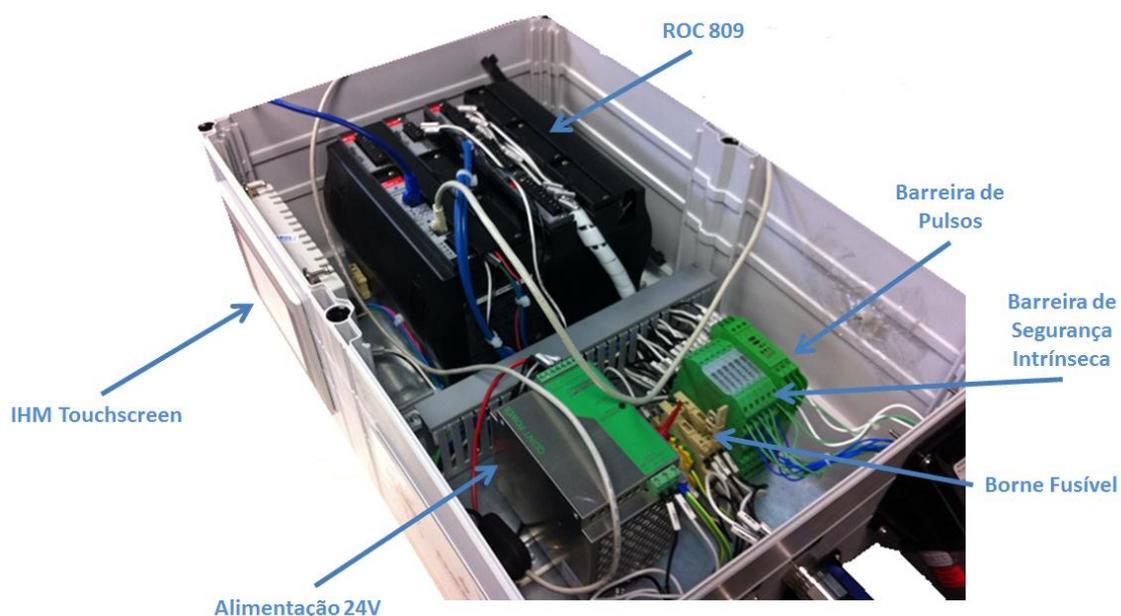


Figura 5.9: Visão superior do computador de vazão

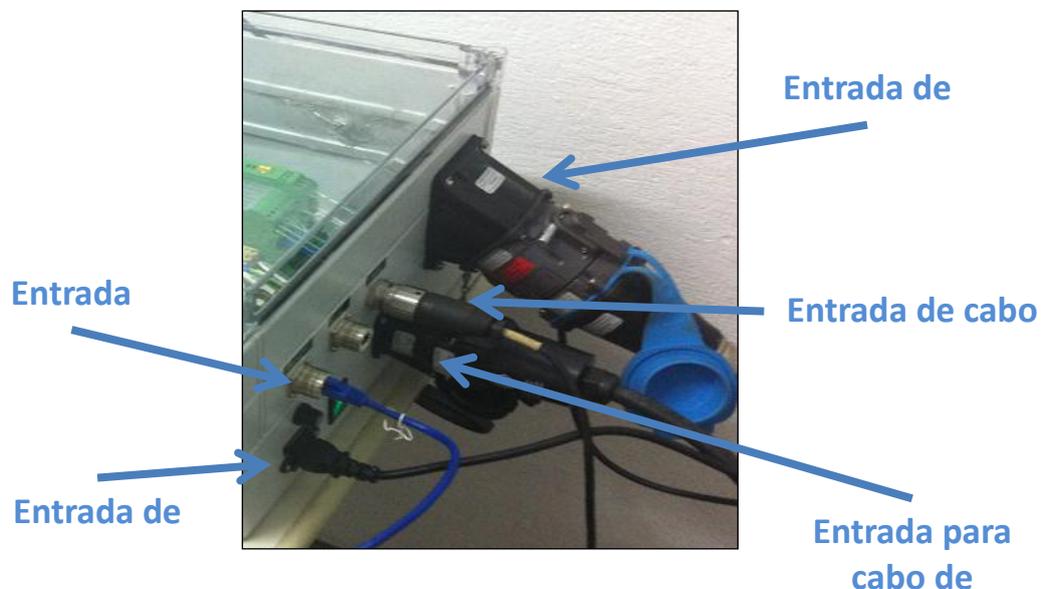


Figura 5.10: Visão lateral do computador de vazão

### 5.3: Algoritmos de Cálculo de Vazão

Conforme estabelecido pela Portaria Conjunta nº 1 ANP/Inmetro, as medições de líquido devem ser corrigidas por fatores: dilatação termica entre a temperatura de referencia e a de medição, compressibilidade do liquido frente a diferenças na pressão de referênciã e na pressão de medição, conteúdo de sedimentos e água de petróleo (BSW =< 1% para medição fiscal).

Em muitos aspectos, a medição de vazão de líquidos e gases é similar. No entanto, há um aspecto que faz ambas serem muito diferentes, e ao que se requer prestar atenção: a compressibilidade dos gases. Denomina-se assim o efeito causado pelas variações de pressão e temperatura no volume ocupado por um gás.

O volume do gás varia de acordo com a pressão, a temperatura e o fator de compressibilidade, o que acarreta na necessidade de se realizar a correção do volume para as condições de referência para as quais são estabelecidas pela regulamentação técnica. Dessa forma, o volume medido deve ser multiplicado por fatores de correção de temperatura, pressão e compressibilidade, o que resulta no volume expresso nas condições de temperatura e pressão referência.

### 5.3.1: Algoritmos para Cálculo de Vazão Volumétrica de gás

A vazão volumétrica é a quantidade de volume de um fluido que escoar por um duto em unidade de tempo considerada. A vazão volumétrica é dada pela seguinte equação:

$$Q = \frac{V}{t}$$

Na medição de vazão volumétrica é importante referenciar as condições básicas de pressão e temperatura, principalmente para gases e vapor pois o volume de uma substância depende da pressão e temperatura a que está submetido.

Como em nosso processo os valores de temperatura e pressão mudam a toda hora, a cada *loop* de medição, temos que calcular o fator de correção. O fator de correção é um número que expressa a relação entre um número de referência e um número real. Calculamos a seguir o Fator de Correção pelo Efeito da Temperatura para o gás ( $CT_G$ ), Fator de Correção pelo Efeito da Pressão para o gás ( $CP_G$ ) e Fator de Correção pelo Efeito da Compressibilidade do gás ( $CZ_G$ ), uma vez que a compressibilidade  $Z$ , definida pela equação:

$$Z = \frac{P \cdot V}{R \cdot T}$$

muda de acordo com a mudança em  $P$  e  $T$ .

$$CT_G = \frac{T_{referência}}{T_{operação}}$$

$$CP_G = \frac{P_{operação}}{P_{referência}}$$

$$CZ_G = \frac{Z_{referência}}{Z_{operação}}$$

Calcula-se então o Fator de Correção Combinada (FCC) que consiste da multiplicação de todos os fatores de correção devido aos efeitos da temperatura, pressão e fator de compressibilidade.

$$FCC_G = CT_G \cdot CP_G \cdot CZ_G$$

A seguir, calculamos a vazão volumétrica indicada, de acordo com a fórmula apresentada anteriormente:

$$q_{iv} = \frac{f}{K} \cdot 3600$$

Sendo f a frequência do medidor e k o fator do medidor.

Com a vazão volumétrica indicada, e o Fator do Medidor (MF), que corresponde ao fator de calibração utilizado para corrigir o volume indicado para o volume real, calculamos a vazão volumétrica bruta.

$$q_{uv} = q_{iv} \cdot MF$$

Por fim, corrigimos o valor da vazão através do FCC, sendo VVC a vazão volumétrica real corrigida para os valores atuais de pressão e temperatura.

$$VVC = q_{uv} \cdot FCC$$

### 5.3.2: Algoritmos para Cálculo da Vazão Volumétrica de Líquido

Assim como no cálculo da vazão de gás, iniciamos calculando os fatores de correção para as vazões de água e óleo. Como não temos o fator de compressibilidade, calculamos apenas a correção de pressão ( $CP_o$ ) e temperatura ( $CT_o$ ) para óleo e pressão ( $CP_w$ ), temperatura ( $CT_w$ ) para água. Com esses dados, calcula-se o fator de correção de BSW (CB), que varia juntamente com os fatores anteriores, e os fatores de correção combinada tanto para óleo ( $FCC_o$ ) quanto para água ( $FCC_w$ ).

$$CP_o = \frac{1}{1 - F \cdot (P_{\text{operação}} - P_{\text{referência}})}$$

$$CT_o = \frac{\rho_{\text{operação}}}{\rho_{20^\circ C}}$$

Onde F corresponde ao fator de compressibilidade do óleo e  $\rho$  é sua massa específica .

Para o caso da água, temos:

$$CP_W = \frac{1}{1 - F \cdot (P_{\text{operação}} - P_{\text{referência}})}$$

$$CT_W = \frac{\rho_{\text{operação}}}{\rho_{20^\circ\text{C}}}$$

Sendo F o fator de compressibilidade isotérmico para a água.

Com esses quatro fatores, calculamos então a correção do BSW para BSW de operação ( $BSW_C$ ), e com esse valor calculamos o fator de correção de BSW (BC).

$$BSW_C = \frac{SF \cdot CT_O \cdot CP_O}{SF \cdot CT_O \cdot CP_O + \left(\frac{1}{BSW} - 1\right) \cdot CT_W \cdot CP_W}$$

$$BC = 1 - \frac{BSW_C}{100}$$

Onde SF corresponde ao fator de encolhimento do óleo.

Com os fatores de correção de temperatura e pressão, calculamos então os fatores de correção combinada:

$$FCC_O = CT_O \cdot CP_O$$

$$FCC_W = CT_W \cdot CP_W$$

Como na seção anterior, calculamos a vazão volumétrica indicada e vazão volumétrica bruta:

$$q_{iv} = \frac{f}{K} \cdot 3600$$

$$q_{uv} = q_{iv} \cdot MF$$

Por fim, corrigimos o valor da vazão, sendo  $VVC_O$  e  $VVC_W$  a vazão volumétrica real corrigida de óleo e água respectivamente.

$$VCC_O = q_{uv} \cdot FCC_O \cdot SF \cdot BC$$

$$VCC_W = q_{uv} \cdot FCC_W \cdot \frac{BSW_C}{100}$$

## 5.4: Integração do Sistema

A unidade TETR B-752 foi projetada especialmente para atender as normas de metrologia da ANP. Sensores de temperatura, pressão e vazão são acoplados nas linhas de gás, óleo e água.

Para a integração desses sensores e computação de seus dados, um computador de vazão foi instalado na cabine de aquisição. A cabine de aquisição consiste de um container localizado a uma distância segura dos equipamentos do poço. Isso ocorre porque a área onde estão localizados os equipamentos de SWT é definida como classificada. Área classificada é uma área na qual estão presentes pós combustíveis, gases ou vapores explosivos, ou é provável sua existência, a ponto de exigir precauções especiais para a construção, instalação, utilização e manutenção de equipamentos elétricos.

A cabine também conta com um computador de configuração e aquisição de dados, que é ligado diretamente no computador de vazão.

A instalação da rede foi realizada de acordo com o diagrama da figura 5.11. O computador de vazão, composto pelo ROC 800, se conecta a um computador de supervisão através de uma porta Ethernet, onde o software Roclink, detalhado em 5.5, adquire dados e gera relatórios.

Os instrumentos de campo foram ligados ao computador de vazão através de três cabos diferentes: 4-10 mA, Modbus e Pulso, conforme mostra a figura 5.12. Todos esses cabos possuem invólucros de proteção especiais para atmosfera explosiva. Antes de seu sinal ser processado pelo ROC800, eles passam por uma barreira de segurança intrínseca, presente dentro do computador de vazão.

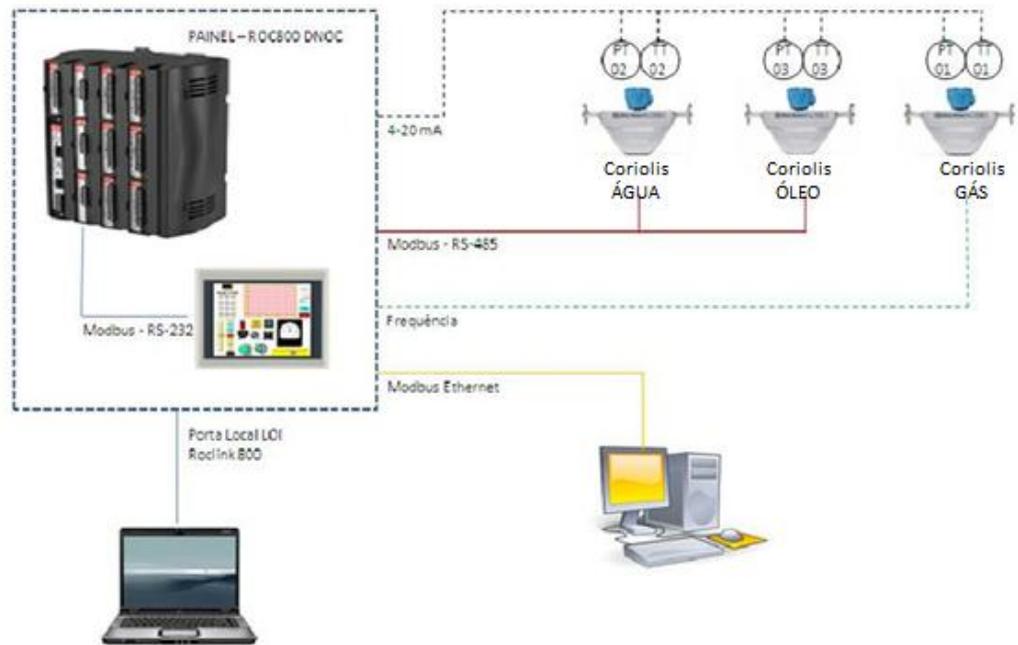


Figura 5.11: Interligação de Sistemas

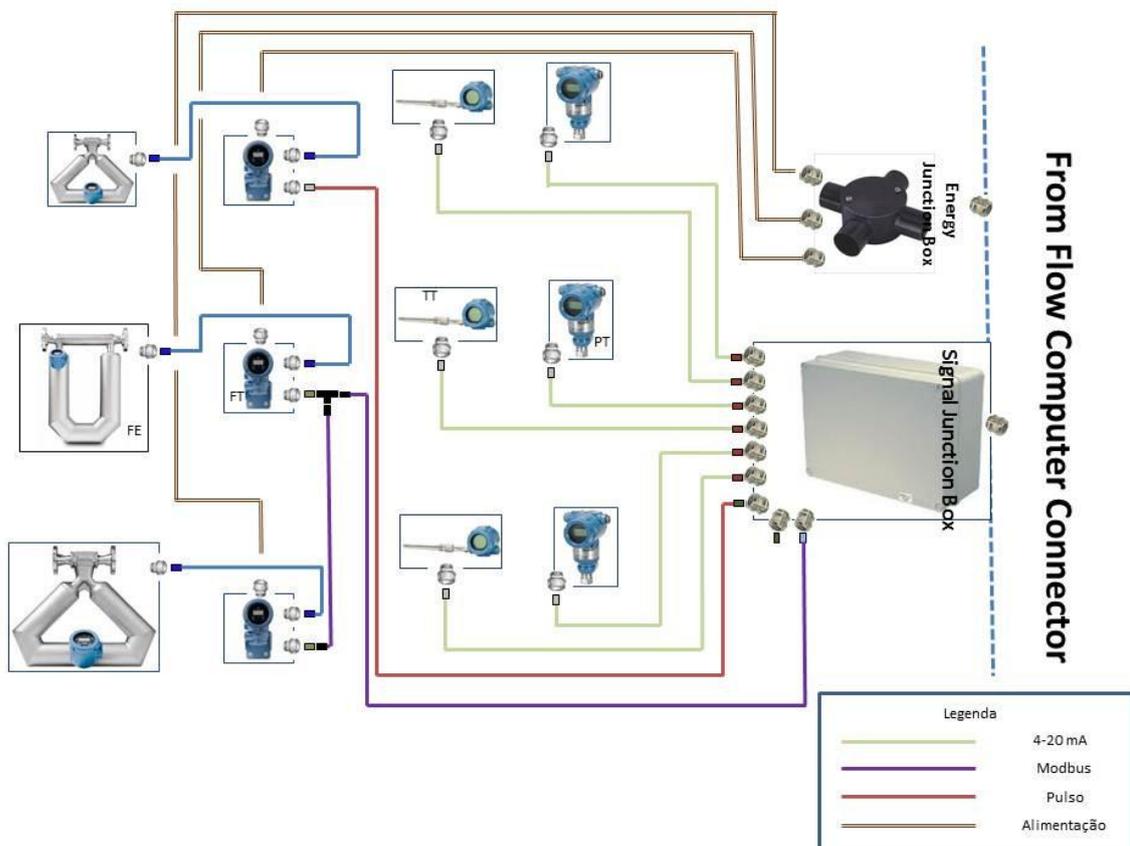


Figura 5.12: Diagrama de Cabeamento

Antes do sinal de alimentação chegar aos instrumentos, ele passa por uma Caixa de Junção ou *Junction Box*, onde o sinal é dividido entre 3 outros cabos, que alimentam os transmissores de vazão.

A transmissão de sinal 4-20 mA HART e pulso é feita através de um cabo de 16 pares. Este cabo parte do computador de vazão e passa pela caixa de junção de sinal. Da caixa de junção, cada par 4-20 mA segue para um dos transmissores de pressão ou de temperatura. O par para pulso é conectado ao transmissor de vazão de gás, conforme já explicado anteriormente.

Um terceiro cabo, o cabo Modbus, é conectado do computador de vazão para a caixa de junção de sinal. Este cabo é conectado ao transmissor de vazão de óleo em série com o transmissor de vazão de água.

Por fim, a partir dos três transmissores de vazão sai um cabo em direção ao *Puck Core Processor* (figura 5.13) do sensor de vazão. O *Puck Core Processor* é responsável pelos cálculos necessários para transformar o sinal de medição primária do sensor em valor de variável de processo e transmiti-lo para o computador de vazão.

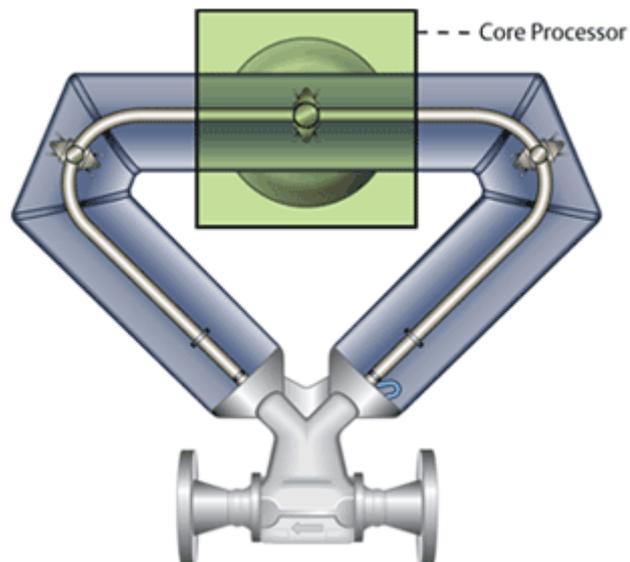


Figura 5.13: *Puck Core Processor*

## 5.5: Sistema Supervisório

O sistema automático de medição que apresentamos aqui tem como função, além de atender os requisitos da ANP, permitir o monitoramento do processo e adquirir dados do processo de maneira precisa e prática.

Ele é composto basicamente por um conjunto integrado de dispositivos que se completam no cumprimento de suas diversas funções - o sistema supervisiona o processo produtivo da unidade. Estes dispositivos estão interligados através de uma rede que permite o processamento de dados através do uso de unidades remotas na planta. Para disponibilizar esses dados ao usuário, o sistema apresenta uma tela IHM acoplada ao computador de vazão e um software de aquisição de dados e geração de relatórios interligado ao sistema através de um computador externo.

A IHM, mostrada na figura 5.14, consiste de uma tela *touchscreen* colorida de 5.7". Ela é responsável por mostrar ao usuário o valor das variáveis mais importantes do processo em tempo real. Através dela, não é possível configurar parâmetros, visualizar histórico ou gerar relatórios.

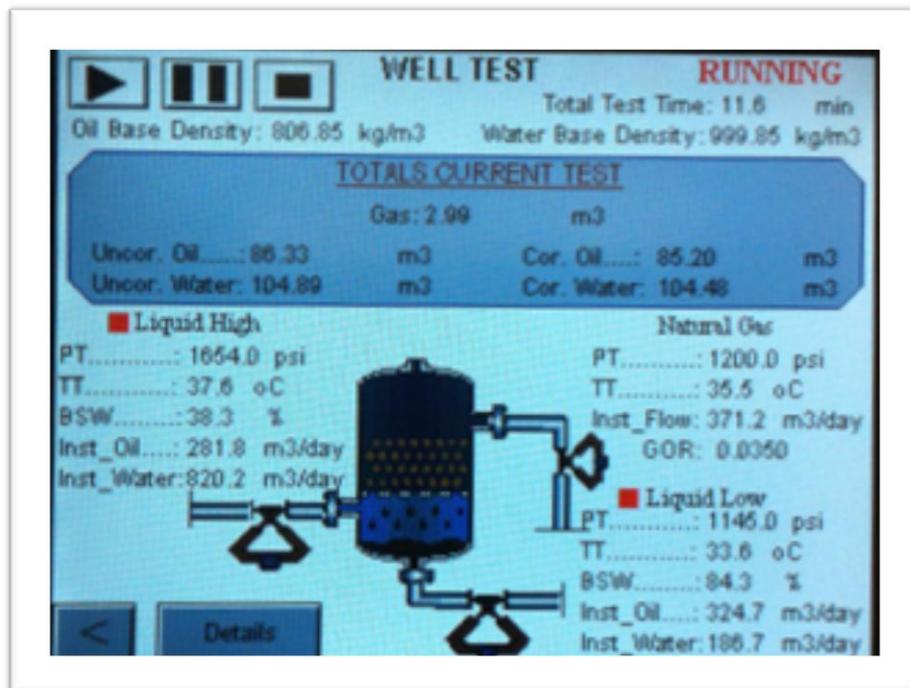


Figura 5.14: Interface Homem – Máquina do Computador de Vazão

O outro módulo do sistema supervisor é constituído pelo software Roclink 800. O Roclink 800 é um software dedicado a configurar o módulo de controle ROC800, armazenar dados e gerar relatórios. O Roclink possibilita a implementação dos algoritmos de cálculo vistos em 5.3. Além disso, a implementação do sistema de controle, os parâmetros de comunicação e de segurança a nível de usuário também são funções do Roclink. O acesso a essas funções pode ser feito através da conexão de um computador portando o Roclink à porta Ethernet do computador de vazão. Algumas das janelas do programa podem ser vistas na figura 5.15.

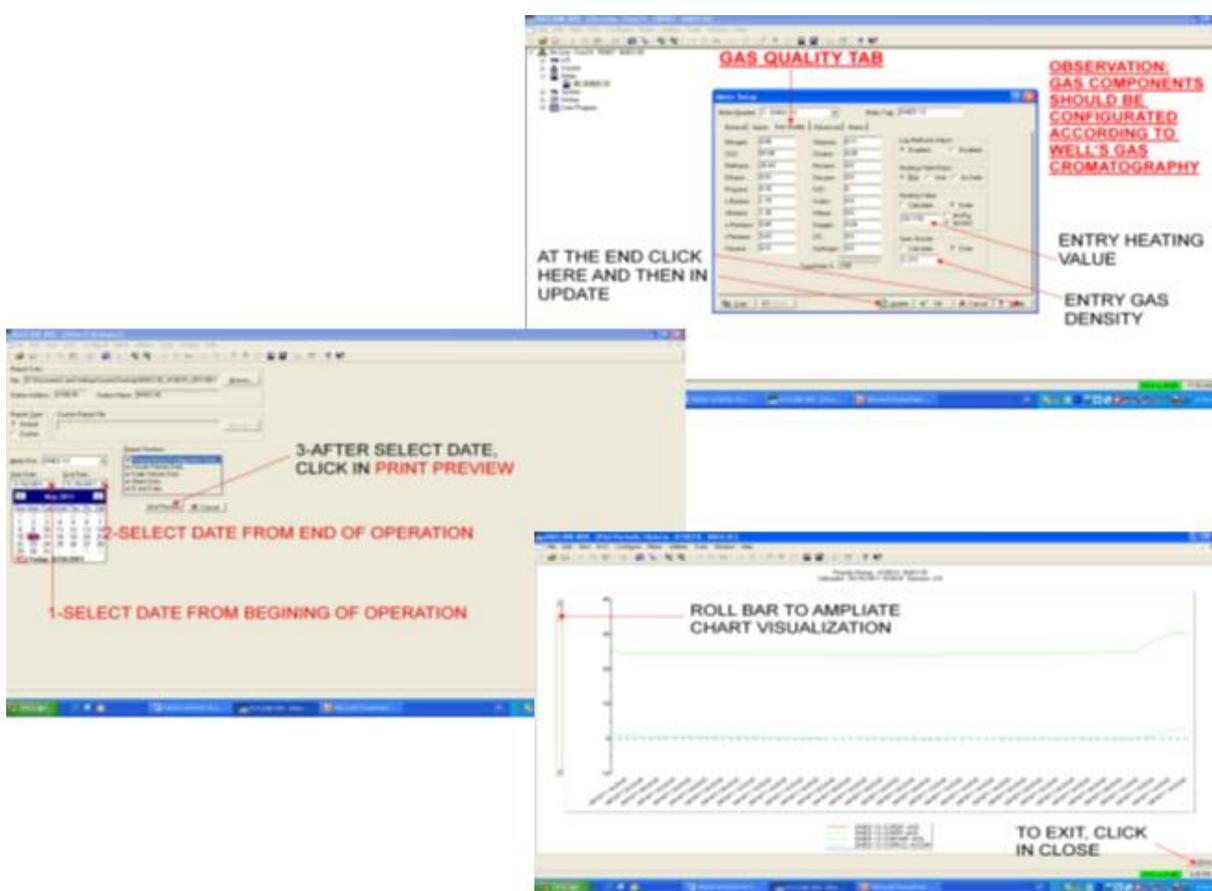


Figura 5.15: Janelas de configuração, geração de relatórios e gráficos do Roclink

## 5.6: Testes

Após a instalação de cada *device* em seu devido lugar e sua integração a rede a cima comentada, foram realizados os testes de campo. Esses testes foram

realizados na cidade de Catu – Bahia, do dia 05 ao dia 08 de dezembro de 2012, em um poço (figura 5.16) na região de Panelas.



Figura 5.16: Poço onde foram realizados os testes.

O primeiro passo foi fazer o *rig up*, ou seja, a montagem da planta a cabeça de poço. A primeira conexão realizada foi a da cabeça de poço a entrada do choke manifold, mostrada pela figura 5.17, permitindo a entrada de efluente do poço na planta. A segunda conexão (figura 5.18) conectou a saída de gás ao *gás flare*, ou queimador de gás, mostrado na figura 5.19. Por fim, foi conectada a saída de líquido (figura 5.20) a linha de produção da estação da Petrobras de Panelas.



Figura 5.17: Conexão da Cabeça de poço ao Choke Manifold



Figura 5.18: Conexão da saída de gás ao gás flare



Figura 5.19: Gás flare



Figura 5.20: Conexão da saída de líquido à linha de produção.

Após o *rig up*, foi realizada a conexão de cabos ao computador de vazão e configurado seus principais parâmetros de medição, conforme é especificado em [ 20 ]. O *start up* do computador de vazão foi realizado e constatou-se que todos os *devices* estavam funcionando apropriadamente. O teste foi realizado durante 17 horas. Durante esse período foi comprovado a eficácia de medição de cada instrumento e sua capacidade de funcionamento por longos períodos de tempo.

Algumas fotos tiradas durante o teste podem ser vistas no Anexo I.

## **5.7: Manual de Operações**

Além deste documento, foi escrito durante este trabalho, o manual de operações da planta Testing Express [ 20] . Este manual foi escrito de acordo com os padrões Schlumberger. O capítulo 1 contém informações sobre medidas de segurança ao se trabalhar com a ferramenta, como deve portar-se ao trabalhar com ela e algumas medidas de segurança e equipamentos que devem ser utilizados para determinadas operações que apresentam riscos.

O Capítulo 2 abrange uma descrição detalhada da planta, quais são seus equipamentos, principais linhas e instrumentos de medição. Além disso, o computador de vazão também é detalhado.

O Capítulo 3 aborda a teoria de operação, que consiste em explicar teoricamente o funcionamento de equipamentos e instrumentação.

Por fim, o capítulo 4 trata das instruções de operação, prática aprendida durante os testes tratados no tópico anterior. As instruções de operação explicam como trabalhar com a planta, como montagem da planta a cabeça de poço até suas configurações de software.

## Capítulo 6: Resultados

O principal resultado esperado neste projeto é a aprovação do Testing Express na auditoria realizada pela ANP para liberar as operações de medição de apropriação.

A auditoria foi realizada no dia 10 de janeiro de 2013 em Miranga, Bahia. Durante a auditoria, alguns questionamentos foram levantados por parte da ANP.

A primeira diz respeito a rastreabilidade eletrônica das calibrações de instrumentos. Os fatores Meter Factor (MF) e K, apresentados nos algoritmos de cálculo de vazão, são corrigidos durante a calibração. Após essa calibração, esses valores devem ser atualizados no computador de vazão para corrigir corretamente a vazão volumétrica. O problema encontrado consiste de não se haver meios de provar que esses fatores foram corrigidos imediatamente após a calibração, uma vez que essa correção é realizada diretamente no transmissor, que não cria “logs”, como o computador de vazão.

Um segundo levantamento foi realizado em torno dos algoritmos de cálculo. Como o medidor mássico Coriolis desempenha também a função de medição de pressão e temperatura, significa que os valores de temperatura e pressão de operação no algoritmo poderiam tanto vir dos instrumentos TT e PT quanto do Coriolis. Discutiu-se o fato que, neste caso, não seria necessário o uso de PT e TT, porém entrou-se em consenso que o uso é uma boa prática, garantindo a medição dessas variáveis quando o medidor mássico estiver inativo.

Por último, foi sugerido a adição de mais um medidor mássico na linha de gás a fim de aumentar a faixa de medição desta linha. Com o medidor atual, conseguimos atingir a faixa de 12000 m<sup>3</sup>/dia. A idéia é adicionar mais um medidor em paralelo que permita medições deste ponto até vazões maiores, da ordem de 60000 m<sup>3</sup>/dia, a fim de aumentar o conjunto de poços onde o Testing Express pode atuar.

Apesar destas colocações, o resultado da auditoria foi bastante positivo, estando liberadas medições de apropriação por parte da unidade Testing Express.

## Capítulo 7: Conclusões e Perspectivas

Este projeto consiste da adequação da unidade Testing Express para a realização de medições de apropriação dentro das normas estabelecidas pelas ANP.

A unidade foi criada no México e trazida para o Brasil no ano de 2012 para expansão da Schlumberger no mercado brasileiro, mais especificamente na área *onshore*, gerenciada pela Schlumberger Nordeste.

Após a chegada da unidade ao Brasil, foi realizada uma análise da adequação da planta as normas brasileiras. Durante esta análise, algumas inconformidades foram encontradas, dando início assim ao projeto de adequação.

A ANP exige que medições de apropriações sejam feitas de maneira automática, de forma a possibilitar a rastreabilidade e integridade dos dados. Por isso, instrumentos de medição foram estudados, selecionados e instalados na planta. Esses medidores foram integrados a partir de um computador de vazão, que além de processar todos os dados e gerar relatórios, cria um log de eventos, que previne o processo de fraude de dados.

Após o término do período de implementação e testes, foi realizada uma auditoria com a ANP para avaliação do sistema. Nesta auditoria, alguns pontos a melhorar foram levantados, porém a unidade foi considerada apta a operar, comprovando que este projeto e sua implementação foram bem sucedidos.

Como resultado desta aprovação, a empresa reconheceu a necessidade e os benefícios de automatizar suas unidades. A partir do ano de 2013, há previsto a construção de mais 5 unidades de medição, sendo as próximas completamente automatizadas, utilizando o estudo feito sobre instrumentos de nível e controle realizados neste documento.

Por fim, como trabalhos futuros, sugere-se a implementação e teste do sistema de nível, utilizando lógicas de controle já desenvolvidas em outros trabalhos realizados na empresa.

## Bibliografia:

- [ 1 ] Qualipetro, “Exploração e Produção de Petróleo e Gás”, [http://www.qualitypetro.com.br/noticia\\_3.php](http://www.qualitypetro.com.br/noticia_3.php).
- [ 2 ] Petrobrás, “Entrevista Participativa com Graça Foster”, <http://www.youtube.com/watch?v=JiDsGq-MPjA>, Abril de 2012.
- [ 3 ] Expresso Catuense, “Dados e Mapas”, <http://www.expressocatuense.com/2012/11/dados-e-mapas-veja-producao-de-petroleo.html> , Novembro de 2012.
- [ 4 ] Schlumberger, Manual ESD. SRPC Well Testing, 2009 (CONFIDENCIAL).
- [ 5 ] Schlumberger, Manual SSV. SRPC Well Testing, 2009 (CONFIDENCIAL).
- [ 6 ] Schlumberger, Manual Choke Manifold, SRPC Well Testing, 2009 (CONFIDENCIAL).
- [ 7 ] Schlumberger, Manual Sand Separator, SRPC Well Testing, 2009 (CONFIDENCIAL).
- [ 8 ] Schlumberger, Manual Indirect Heater, SRPC Well Testing, 2009 (CONFIDENCIAL).
- [ 9 ] A. O. Traple, “Projeto e implementação de melhorias para um separador por gravidade utilizando tecnologia Foundation Fieldbus”, Projeto de Fim de Curso, DAS, UFSC, Março de 2012.
- [ 10 ] Schlumberger, “Databook Testing Express / ANP”, Dezembro de 2012 (CONFIDENCIAL).
- [ 11 ] Agência Nacional de Petróleo, “Portaria Conjunta nº 01”, 19 de Junho de 2000.
- [ 12 ] PUC - RJ, “Medição de Petróleo e Gás Natural no Brasil”.
- [ 13 ] D. C. G. Vasconcelos, “Projeto para Estações de Medição de Gás Natural”, CTGÁS - ER, UNP, 2010.
- [ 14 ] L. A. H. G. Oliveira, “Redes Industriais: Protocolo de Comunicação HART”, DCA, UFRN, 2009.

- [ 15 ] V. A. Souza, “O Protocolo Modbus”, CERNE.
- [ 16 ] “Instrumentação Industrial”, 2004.
- [ 17 ] Wikibooks,  
[http://pt.wikibooks.org/wiki/Mec%C3%A2nica\\_dos\\_fluidos/Medidores\\_de\\_de\\_slocamento\\_positivo](http://pt.wikibooks.org/wiki/Mec%C3%A2nica_dos_fluidos/Medidores_de_de_slocamento_positivo) .
- [ 18 ] E. Zanchet, “Medição de Vazão”, FAG.
- [ 19 ] Wikibooks,  
[http://pt.wikibooks.org/wiki/Mec%C3%A2nica\\_dos\\_fluidos/Medidores\\_por\\_ef\\_eito\\_Coriolis](http://pt.wikibooks.org/wiki/Mec%C3%A2nica_dos_fluidos/Medidores_por_ef_eito_Coriolis) .
- [ 20 ] P. L. Antunes, “Testing Express Operations Manual”, Janeiro de 2013 (CONFIDENCIAL).
- [ 21 ] M. A. Ribeiro, “Medição de Petróleo e Gás Natural, 2ª ed.”, 2003.
- [ 22 ] SENAI – MG, “Medição de Nível”.
- [ 23 ] A. Dias,
- [ 24 ] Smar, “Radar de Onda Guiada”.
- [ 25 ] J. Graça, “Atuadores Pneumáticos e Hidráulicos”
- [ 26 ] Micromotion, “Proving Coriolis Flowmeters”, Outubro de 1998.
- [ 27 ] Smar, [http://www.smar.com/brasil/noticias/conteudo.asp?id\\_not=305](http://www.smar.com/brasil/noticias/conteudo.asp?id_not=305) .
- [ 28 ] Endress-Hauser, “Levelflex FMP 55”.
- [ 29 ] J. G. Sanchez, “Uso de Computadores de Vazão, corretores de volume e transmissores multivariáveis em medições de gás: Conceitos e diferenças operacionais”, Outubro de 2010.

## Anexo I: Fotos da Etapa de Teste



Figura A1.1: Queimador de Gás



Figura A1.2: Controlador de Nível



Figura A1.3: Transmissores de Vazão de Água e Óleo

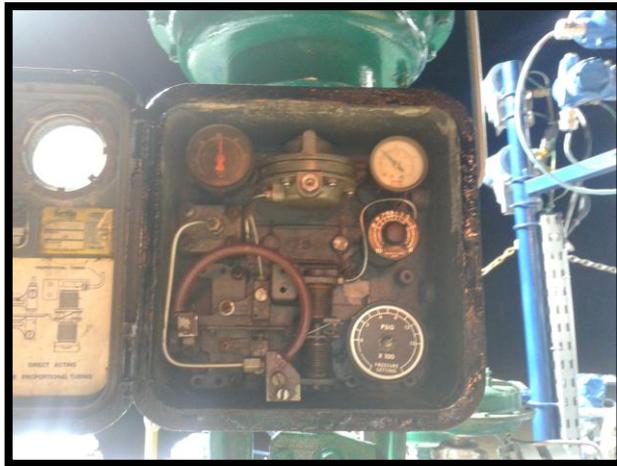


Figura A1.4: Controlador de Pressão



Figura A1.5: Transmissores de Pressão e Temperatura de Óleo

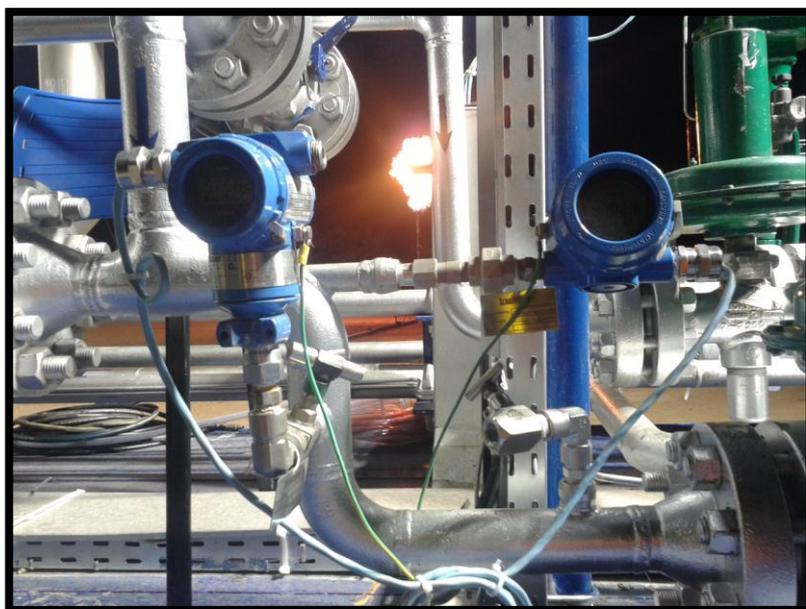


Figura A1.6: Transmissores de Pressão e Temperatura de Água



Figura A1.7: Transmissores de Pressão e Temperatura e Vazão de Gás