



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RELATÓRIO DAS ATIVIDADES REALIZADAS NO
ESTÁGIO INTEGRADO DO CURSO DE ENGENHARIA
ELÉTRICA DA UFCG**



PETROBRAS

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS

Aluno: Leonardo Teodosio da Costa

Matrícula: 20421135

Professor Orientador: Edmar Candeia Gurjão

**Campina Grande, Paraíba
Dezembro de 2010**

LEONARDO TEODOSIO DA COSTA

**RELATÓRIO DAS ATIVIDADES REALIZADAS NO
ESTÁGIO INTEGRADO DO CURSO DE ENGENHARIA
ELÉTRICA DA UFCG**

Relatório de estágio integrado do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande realizado no período de 05/04/2010 à 30/11/2010, na cidade de São Sebastião do Passé – BA – Base Taquipe, na gerência do ATPF – Ativo de Tratamento e Processamento de Fluidos da Petrobras.

**Campina Grande, Paraíba
Dezembro de 2010**

LEONARDO TEODOSIO DA COSTA

**RELATÓRIO DAS ATIVIDADES REALIZADAS NO
ESTÁGIO INTEGRADO DO CURSO DE ENGENHARIA
ELÉTRICA DA UFCG**

Data de Aprovação: __ / __ / __

Edmar Candeia Gurjão
Universidade Federal de Campina Grande
Professor Orientador

Leonardo Teodosio da Costa
Universidade Federal de Campina Grande
Aluno

Gabriel da Silva Albuquerque
Petróleo Brasileiro S/A
Supervisor

**Campina Grande, Paraíba
Dezembro de 2010**

Dedico este trabalho aos meus queridos pais, irmãos e amigos.

Agradecimentos

Primeiramente à Deus, à toda minha família, e especialmente aos meus pais, pelo incentivo e compreensão durante o período do desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos meus orientadores de estágio, Professor Edmar Candeia Gurjão e o Engenheiro de Equipamentos Pleno, Gabriel da Silva Albuquerque, pela orientação e entusiasmo.

Aos meus companheiros de trabalho, aqueles que fazem parte da ATP Engenharia, a todo corpo da Petrobras, dentre técnicos e engenheiros, das unidades de Taquipe, Candeias e Santiago e todos meus amigos estagiários.

Em especial, aos técnicos e engenheiros de construção e montagem, Edvaldo Daltro, Rosenildo Costa, Álvaro Luis do Amaral, José Carlos, Luis Gustavo Pena de Souza, Maurício Bispo Franca, Pedro Silva, Edvaldo Correa, Raimundo Moura, Ramos, Michel Dib Tachy, Guilherme Gomes da Silva pela contribuição direta no desenvolvimento de testes que acompanham o trabalho e pela confiança e incentivo para iniciar e completar esta empreitada.

Resumo

O presente relatório visa a relatar as atividades realizadas pelo estagiário Leonardo Teodosio da Costa, aluno do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, na empresa Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, durante o período de 05 de Abril de 2010 a 30 de Novembro de 2010.

O estágio foi supervisionado pelo Engenheiro de Equipamentos Pleno (PETROBRAS), Gabriel da Silva Albuquerque, e pelo professor do Departamento de Engenharia Elétrica (UFCG), Edmar Candeia Gurjão. Neste relatório serão descritos os conhecimentos adquiridos durante o estágio, assim como, todos os recursos utilizados para este fim.

Sumário

1.	Introdução.....	12
1.1	O Programa de ambientação.....	12
1.2	Palestras.....	12
1.3	Oficinas.....	13
1.4	Visitas.....	13
1.5	Integração entre supervisores e estagiários.....	13
2.	A Empresa.....	14
2.1	A Petrobras.....	14
2.2	A Petrobras na Bahia.....	14
2.3	O Petróleo.....	16
2.4	O Gás Natural.....	17
3.	Cursos e treinamentos oferecidos pela empresa.....	19
3.1	Curso de SMS(Segurança, Meio-ambiente e Saúde).....	19
3.2	Curso Básico de Segurança Industrial(CBASI).....	19
3.3	Curso de PI(Plant Information).....	20
3.4	Reuniões de SMS.....	21
3.5	Oficina de ética.....	21
4.	Ferramentas de sistemas.....	22
4.1	SINDOTEC- Ferramentas de busca.....	22
4.2	SINPEP -Sistema Integrado de Padronização Eletrônica da Petrobras	22
5.	Atividades desenvolvidas.....	22
5.1	Conhecimentos das áreas industriais.....	22
5.1.1	Estação de movimentação de gás do núcleo Santiago.....	22
5.1.2	UPGN3-BA.....	25
5.2	Monitoramento e controle de processos.....	26
5.3	Aspectos gerais da área de instrumentação.....	27
5.3.1	Terminologia.....	28
5.3.1.1	Faixa de range.....	28
5.3.1.2	Alcance.....	29
5.3.1.3	Erro.....	29
5.3.1.4	Exatidão.....	29
5.3.1.5	Rangeabilidade (largura de faixa).....	29
5.3.1.6	Zona morta.....	29
5.3.1.7	Sensibilidade.....	29
5.3.1.8	Histerese.....	29
5.3.1.9	Repetibilidade.....	30
5.3.2	Funções dos instrumentos.....	30

5.3.2.1	Indicador.....	30
5.3.2.2	Registrador.....	30
5.3.2.3	Transmissor.....	31
5.3.2.4	Controlador.....	31
5.3.3	Elementos finais de controle.....	31
5.3.4	Válvulas de controle.....	32
5.3.4.1	Válvula esfera.....	33
5.3.4.2	Válvula borboleta.....	33
5.3.4.3	Válvula globo.....	34
5.3.4.4	Válvula gaveta.....	34
5.3.4.5	Válvula solenóide.....	34
5.3.4.6	Válvula retenção.....	35
5.3.5	Identificação de instrumentos.....	35
5.3.6	Calibração de instrumentos.....	36
5.3.6.1	Calibração transmissor de temperatura.....	36
5.3.6.2	Calibração transmissor de pressão.....	37
5.4	Aspectos gerais da automação.....	38
5.4.1	Introdução aos CLP's.....	38
5.4.2	Histórico do CLP's.....	38
5.4.3	Vantagens dos CLP's.....	39
5.4.4	Princípio de funcionamento.....	40
5.4.5	Tecnologia e acessórios.....	41
5.4.6	Redes de campo.....	41
5.4.6.1	Fieldbus.....	41
5.4.6.2	HART.....	42
5.4.6.3	Modbus.....	44
5.4.6.4	Profibus.....	44
5.4.7	Testes de redes de automação do ATPF.....	45
6.	Projetos.....	46
6.1	Aspectos gerais.....	46
6.2	Sistema de implantação de projeto.....	47
6.2.1	Fase 1- Identificação e avaliação da oportunidade.....	47
6.2.2	Fase 2- Seleção do projeto conceitual.....	47
6.2.3	Fase 3- Definição do projeto básico.....	48
6.2.4	Fase 4- Execução/Implantação.....	48
6.2.5	Fase 5- Operação.....	48
6.3	Portões.....	48
6.4	Requisitos mínimos de definição de projetos (FEL).....	49
6.5	Apresentação de projeto de instrumentação e Automação.....	50
6.5.1	Memorial descritivo (MD).....	50
6.5.2	Folha de Dados do Processo (DE).....	51
6.5.3	Matriz de Causa e Efeito (DE).....	51
6.5.4	Fluxograma de Engenharia (DE).....	51

6.5.5	Descritivo de Malhas de Controle (DE).....	51
6.5.6	Lista de Pontos de Ajuste (LI).....	51
7.	Projeto BA-124 - Automação dos compressores de Santiago.....	51
7.1	Partida dos compressores da recompressão.....	52
7.2	Impelementação dos relés inteligentes - SIPROTEC.....	54

Lista de Figuras

FIGURA 1-	Organograma simplificado do setor do estágio (Petrobras).....	15
FIGURA 2-	Organograma Simplificado da gerência de construção (ATPF).....	16
FIGURA 3-	Mapa de campo de gás natural na Bahia.....	17
FIGURA 4-	UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural).....	18
FIGURA 5-	Exemplo de tela do PI (Plant Information).....	21
FIGURA 6-	Diagrama esquemático dos dutos de gás.....	24
FIGURA 7-	Diagrama esquemático do sistema de “gas-lift” e injeção.....	24
FIGURA 8-	Diagrama esquemático dos dutos CO ₂	24
FIGURA 9-	Diagrama esquemático dos dutos de LGN.....	25
FIGURA 10-	UPGN Candeias-BA.....	25
FIGURA 11-	URGN3 - Pojuca-BA.....	26
FIGURA 12-	Malha de controle fechada.....	28
FIGURA 13-	Malha de controle aberta	28
FIGURA 14-	Instrumento indicador.....	30
FIGURA 15-	Instrumento registrador de variável.....	30
FIGURA 16-	Instrumento transmissor de pressão.....	31
FIGURA 17-	Controlador lógico programável	31
FIGURA 18-	Válvula esfera.....	33
FIGURA 19-	Válvula borboleta.....	33
FIGURA 20-	Válvula globo.....	34
FIGURA 21-	Válvula gaveta.....	34
FIGURA 22-	Válvula solenóide.....	35
FIGURA 23-	Válvula de retenção.....	35
FIGURA 24-	Identificação de instrumentos.....	36
FIGURA 25-	Esquema da calibração do transmissor de temperatura.....	37
FIGURA 26-	Esquema de um CLP em uso num ambiente industrial	39
FIGURA 27-	Estrutura básica de um CLP.....	40
FIGURA 28-	Ciclo de processamento dos CLP's.....	40
FIGURA 29-	Softwares Supervisórios + Fieldbus + instrumentos.....	41

FIGURA 30-	Sobreposição do sinal digital sobre o sinal 4-20mA.....	42
FIGURA 31-	Instalação típica utilizando dois mestres.....	43
FIGURA 32-	Tipos de protocolos Modbus.....	44
FIGURA 33-	Rede de automação do ATPF.....	46
FIGURA 34-	Ciclo de vida do projeto.....	48
FIGURA 35-	Tela do compressor da recompressão.....	54
FIGURA 36-	Rele digital –SIPROTEC.....	55

1. Introdução

O estágio integrado é a última etapa do curso de Engenharia Elétrica. Com uma carga horária de 660 horas, esta última atividade propicia experiências relacionadas ao convívio corporativo, acompanhamento e execução de atividades relacionadas à profissão do Engenheiro Eletricista.

O presente estágio foi desenvolvida na empresa Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS, na gerência de Construção e Montagem (CM) do Ativo de Processamento e Tratamento de Fluidos (ATPF) da Unidade de Operação da Bahia (UO-BA). Sendo a PETROBRAS maior empresa do país e uma das cinco maiores empresas de energia do mundo.

As atividades desenvolvidas consistiram em visitas técnicas às unidades, no acompanhamento na elaboração de documentos técnicos (relatórios, matrizes de causa e efeito, memoriais descritivos, listas de materiais, folhas de dados, certificados de testes de lógica) para acervo da empresa, desenvolvimento e acompanhamento de projetos básicos de automação e instrumentação, sendo enfatizados o processo de automação em um ambiente da indústria do petróleo, conhecendo suas tecnologias atuais e as tendências para os próximos anos.

De fundamental importância para o complemento do conhecimento teórico, foram às recorrentes visitas de campo as instalações Unidade de Produção de Gás Natural – UPGN (Base Candeias), Unidade de Recuperação de Gás Natural – URGN (Base Santiago) e Estação de CO₂ (Base Camaçari), nestas, foi possível um contato mais próximo com equipamentos de instrumentação e automação.

1.1. O Programa de ambientação

O programa de ambientação teve início no dia 05/04/2010, ocorrendo a apresentação da empresa e se estendeu por duas semanas, terminando no dia 16/04/2010 com o acolhimento e integração entre os supervisores e os estagiários. As diversas palestras, cursos e oficinas ocorreram no Hotel Fiesta e na Universidade Petrobras (UP). Os profissionais responsáveis pela ambientação foram Návila D. Libório Oliveira – UO-BA/RH/DRH e Enéas G. Furtado - UN/RLAM.

1.2. Palestras

Foram ministradas 6 palestras que aconteceram no decorrer das duas semanas de ambientação, todas na UP. No primeiro dia, ocorreram as palestras de políticas de Recursos Humanos, de “Relacionamento da Petrobras com o público de interesse”, “Gestão na UN-BA de SMS” e “Importância dos Estágios na Empresa”, ministradas respectivamente por Aldemario Joisiel C. dos Santos (UO-BA/PG), João Goulart de S. Gomes e Teresa Cristina F. Lemos dos Santos (UO-BA/CSI), Carlos Roberto Silva (UO-BA/SMS) e Edneide Lima – Gerente da Interação Universidade – Instituto Euvaldo Lodi.

A primeira palestra teve como objetivo descrever o relacionamento da Petrobras com o pessoal interno à empresa, enquanto que a segunda com o pessoal externo à empresa. A terceira se tratou de gestão de Saúde, Meio ambiente Segurança, focando em atividades que envolvam o estagiário. A quarta e última palestra do dia foi ministrada

pela representante do órgão intermediador universidade-empresa (IEL) onde foi enfatizada a importância do estagiário e suas funções dentro da empresa, além de tecer alguns comentários a respeito da nova lei do estágio.

Houveram mais duas palestras no dia 07/04/2010. A primeira foi a respeito da utilização do sistema Notes, sistema de comunicação interna dentro da rede Petrobras. Dúvidas foram tiradas e os detalhes do programa foram mostrados. A última palestra teve como tema “Segurança da Informação” ministrada pelo Engenheiro Eletricista Valter Cruz (UO-BA/CSI).

Além disso, houve uma discussão da logística do transporte com André Luis e Ivanete Chaves (UO-BA/SOP/TT). Essa última discussão foi de grande valia, uma vez que problemas relacionados a transporte foram facilmente resolvidos.

1.3. Oficinas

No segundo dia (06/04/2010), também na UP, houve uma oficina de “Cultura Organizacional da Empresa” ministrada por Silvana Márcia Mota Pires Ferreira (UO-BA/RH). Nesta, a pedagoga desenvolveu atividades voltadas à integração dos estagiários envolvendo confiança e algumas competências como liderança e trabalho em grupo.

No dia 12/04/2010, ocorreu uma oficina voltada ao “Desenvolvimento comportamental”, liderada pela psicóloga Isabel e ocorrida no Hotel Fiesta. Na mesma, foram discutidas as expectativas de cada estagiário nas dinâmicas de grupo.

1.4. Visitas

Durante a ambientação, ocorreram 3 visitas. A primeira foi ao museu geológico, no qual assistiu-se ao Filme Petróleo e depois os estagiários foram convidados a visitar a sala VIP do petróleo, acompanhado do Geólogo Luiz José Passos. A explicação do geólogo foi interessante na medida em que nos deu uma leve noção da formação do petróleo e do seu histórico no mundo e especificamente no Brasil.

No dia 15/04/2010 houve a visita aos projetos Tamar e Baleia Jubarte. Ambos os projetos são de cunho sócio-ambiental. A visita foi acompanhada dos técnicos Manoel Mário R. dos Santos e Enéas G. Furtado. Ambos os projetos situam-se em Praia do Forte. No projeto Baleia Jubarte houve a exibição de um filme a respeito das baleias e no projeto Tamar, onde os estagiários visitaram os diversos animais que vivem em cativeiro. O objetivo desse projeto foi mostrar a responsabilidade social da empresa e como seus projetos nessa área são conduzidos.

1.5. Integração entre supervisores e estagiários

Por fim, no último dia de ambientação (16/04/2010), houve a integração dos estagiários com seus respectivos supervisores na UP – PAF2 em Ondina na UFBA.

Lá ocorreram algumas dinâmicas com o intuito de integrar os estagiários e supervisores. Infelizmente nem todos os supervisores estavam disponíveis, logo houve uma distribuição de supervisores e estagiários de modo que se formassem grupos.

Essa foi a etapa mais importante da última semana de ambientação, pois nela os estagiários foram capazes de tirar as principais dúvidas a respeito do estágio em si, de suas atividades e da locação de cada um em suas respectivas cidades. Como técnicos responsáveis pelo encontro estavam Manoel Mario R. dos Santos e Enéas G. Furtado.

2. A Empresa

2.1. A Petrobras

A Petrobras é uma sociedade de economia mista com a finalidade de atuar de forma rentável em suas atividades, não só na exploração como também na produção, no refino, na comercialização e no transporte de petróleo e seus derivados no Brasil e no exterior, fornecendo produtos e serviços de qualidade. A empresa mantém uma consistente atividade internacional que envolve a compra e venda de petróleo, tecnologias, equipamentos, materiais e serviços, acompanhamento do desenvolvimento da economia americana e européia, operação financeira com bancos e bolsa de valores; recrutamento de pessoal especializado, frete de navios, apoio em eventos internacionais, entre outros. Todas as atividades são desenvolvidas reduzindo ao mínimo às alterações nos ecossistemas, tornando compatíveis todas as fases da indústria do petróleo com a preservação do meio ambiente, a segurança das pessoas e das instalações e a melhoria da qualidade de vida.

Com sede no Rio de Janeiro, a Petrobras possui escritórios e gerências de administração em importantes cidades brasileiras como Brasília, Salvador e São Paulo. Além de estar presente em diversas localidades nas quais existem representações das suas subsidiárias, a Petróleo Brasileiro S/A. Possui ainda escritório em: Londres, Nova Iorque e Japão.

2.2. A Petrobras na Bahia

As atividades da Petrobras na Bahia abrangem as áreas de produção da Bacia do Recôncavo. Esta está vinculada ao Sistema Petrobras mediante a existência da Unidade de Negócios da Bahia que tem como objetivos:

- Procurar acumulações de petróleo e gás natural;
- Conduzir trabalhos de perfurações de poços visando, principalmente, a descoberta e exploração de acumulações de óleo e gás;
- Promover o desenvolvimento, a produção e o armazenamento de petróleo e gás natural, bem como entregar à refinação, ao transporte, e eventualmente, ao consumo do petróleo e do gás produzidos, além do processamento do gás natural.

A área de atuação do estágio foi na gerência do Ativo de Tratamento e Processamento de Fluidos. Na Figura 1, mostra o setor de construção e montagem onde foi desenvolvido o estágio:

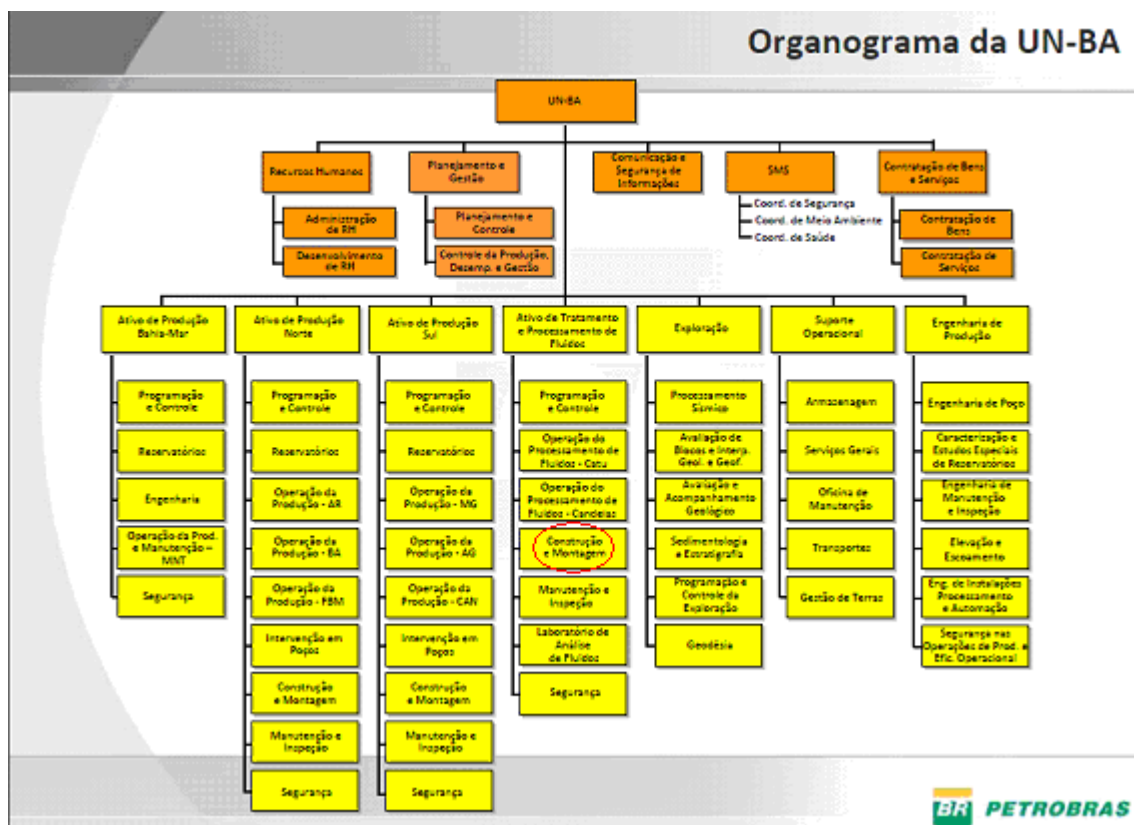


Figura 1 – Organograma simplificado do setor do estágio (Petrobras).

Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/organounba>

A gerência de serviços gerais do Ativo de Tratamento e Processamento de Fluidos compete:

- Elaborar projetos conceituais, básicos e executivos para instalações de sistemas de separação, processamento, tratamento, injeção, descarte, armazenamento e transferência de fluidos, inclusive orçamento e cronograma para aquisição de materiais e serviços;
- Elaborar orçamentos e cronogramas para a aquisição de materiais e serviços;
- Construir, montar e reformar instalações elétricas, mecânicas, de instrumentação, de automação industrial, de caldeiraria e civil;
- Programar contratação e gerenciar instrumentos contratuais;
- Programar a aquisição de materiais e serviços;
- Manter atualizado o cadastro e a documentação técnica das instalações;
- Participar da pré-operação de novas instalações.
- Consolidar a proposta da carteira de projetos do Ativo.
- Coordenar e acompanhar a implementação dos projetos do Ativo.
- Planejar, monitorar e controlar a carteira de projetos do ATPF.
- Assegurar o atendimento dentro da sua área de atuação dos procedimentos associados às 15 Diretrizes de SMS aplicáveis;
- Atender aos requisitos normativos do SGI conforme Matriz de responsabilidade e autoridade descrita neste Manual de gestão.

A gerência de construção e montagem do Ativo Tratamento e Processamento de Fluidos está estruturada de acordo com o seguinte organograma mostrada na Figura 2:

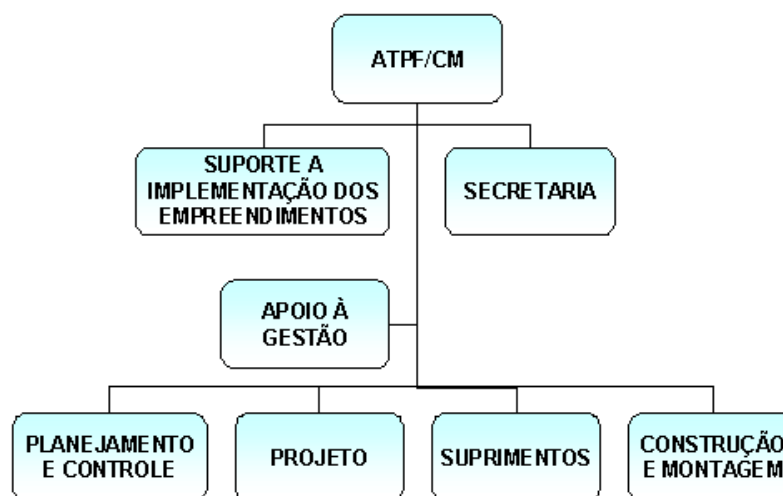


Figura 2 – Organograma simplificado da gerência de construção do ATPF.

Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/organo>

2.3. O Petróleo

O petróleo tem origem da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos, que é basicamente originada de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton e não sofrendo processos de oxidação. A necessidade de condições não-oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante em seu interior.

A interação dos fatores, matéria orgânica, sedimentos e condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia de processos que leva a formação do petróleo. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, todavia sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante onde vivem. O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido e o processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa em condições térmicas adequadas poderá ter como consequência à geração de hidrocarboneto gasoso.

Após esse processo de geração sob condições de pressão e temperatura adequada, o petróleo é expulso da rocha onde foi gerado, iniciando a migração primária que eventualmente será acumulada em uma rocha que é chamada de reservatório, que pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Desse modo podem se constituir rochas-reservatórios, os arenitos, e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade inter-granular que sejam permeáveis.

Atendidas as condições de geração, migração e reservatório, para que se dê a

acumulação do petróleo, existe a necessidade de que alguma barreira se interponha no seu caminho. Esta barreira é produzida pela rocha selante, cuja característica é sua baixa permeabilidade e a existência de armadilhas, que podem ter diferentes origens, características e dimensões. Convencionalmente, as armadilhas são classificadas em estruturais, estratigráficas e mistas ou combinadas. As armadilhas estruturais são respostas das rochas aos esforços e deformações provenientes do movimento das placas tectônicas, e nesse tipo enquadram-se as dobras e as falhas. As armadilhas estratigráficas não possuem relação direta com os esforços nas bacias sedimentares e são determinadas por variações de permeabilidade gerada pelo intercalamento de rochas.

As armadilhas combinadas ou mistas compreendem aquelas situações em que a acumulação de hidrocarboneto tem controle tanto por elementos estruturais quanto estratigráficos. Após reunir todos essas características a identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração.

2.4. O Gás Natural

O gás natural conquista uma participação cada vez maior na matriz energética brasileira. Em todo o mundo, as atenções têm se voltado para tal combustível, não somente pelo seu potencial de prover estabilidade ao sistema elétrico e mitigar o risco hidrológico através da operação das usinas térmicas para geração de eletricidade, mas também pelos inquestionáveis benefícios ambientais que o gás natural apresenta frente a outras opções fósseis. No Brasil, a Bahia figura entre os estados pioneiros na utilização do gás natural. Registros da Petrobras UN-BA comprovam seu uso na região do Recôncavo baiano desde 1940. O Estado tem grande tradição na utilização desse combustível, que se intensificou de forma significativa a partir de 1994, com o início das operações da Bahiagás, cujo propósito é prestar serviços relacionados à distribuição do gás natural canalizado no Estado. A Figura 3 mostra o mapa da área de abrangência do ativo gás:

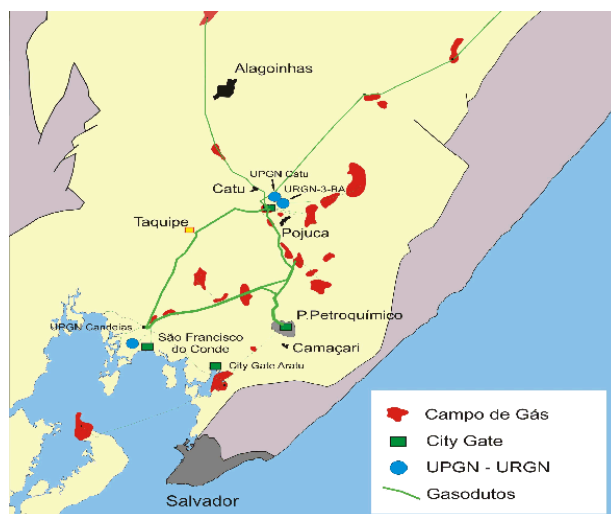


Figura 3 – Mapa de campo de gás natural na Bahia.

Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/map>

A oferta de gás natural no Estado aumentou, em função da entrada em operação do campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, acarretando substancial acréscimo no consumo de gás natural. Esse aumento de consumo será imediato, uma vez que atualmente já existe um déficit muito grande de gás natural no mercado baiano. O gás natural representa um diferencial competitivo para a Bahia e um vetor de crescimento de uma energia ambientalmente adequada economicamente viável, estando, portanto, em sintonia com o novo paradigma global, que preconiza o desenvolvimento sustentável, comprometido com a qualidade de vida e a preservação do meio ambiente.

O LGN é composto pelas frações mais pesadas que o propano: o gás liquefeito de petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de cozinha, e a gasolina natural. Eventualmente, pode-se produzir uma corrente de LGN composta de frações mais pesadas que o etano, de onde será possível separar frações líquidas de etano, de GLP e de gasolina natural. Nesse caso, recupera-se, também, uma fração de gás natural pobre em metano. A UPGN recebe o nome de Unidade de Recuperação de Líquidos (URL). O conceito de riqueza empregado diz respeito ao teor de compostos mais pesados que o propano, constituído pelas frações de GLP e gasolina natural.

Assim, quando se diz que uma determinada corrente de gás natural úmido ou rico apresenta riqueza de 6%, isso significa que aquela corrente é constituída de 6% de GLP e gasolina natural e 94% de gás natural propriamente dito. E será esta parcela de 94% que constituirá, após tratamento e processamento numa UPGN, a corrente de gás natural seco ou pobre, também chamada de gás natural processado ou residual.



Figura 4 – UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural)
Fonte: <http://www.tpn.usp.br/petroleo/UPGN1.jpg>

Os principais tipos de processos aplicáveis a uma UPGN são os seguintes:

- Refrigeração simples
- Absorção refrigerada
- Expansão Joule-Thompson
- Turbo-expansão

De maneira mais simples, pode-se dizer que estes processos realizam as mencionadas separações através de uma seqüência de operações, que pode incluir tratamento (para eliminação de teores remanescentes de umidade), compressão,

absorção e resfriamento, dependendo do tipo a ser empregado.

Os hidrocarbonetos recuperados podem ser estabilizados e separados por fracionamento, para obtenção dos produtos desejados, na própria UPGN ou em outras unidades específicas, tais como as Unidades de Fracionamento de Líquidos (UFL) e de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN).

3. Cursos e treinamentos oferecidos pela Petrobras

3.1. Curso de SMS (Segurança, Meio-Ambiente e Saúde)

A Petrobras vem melhorando seu desempenho no que diz respeito à Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS). Assim, a vida, a saúde do trabalhador e a preservação do meio ambiente são questões onde devemos perseguir como meta, zero em acidentes, doenças e danos ao meio ambiente. Trata-se de questão para uma companhia que lida com processos onde o risco está sempre presente, onde aspectos relacionados à SMS são, e serão sempre, responsabilidade de todos. A Petrobras conduziu a elaboração de uma solução educacional de abrangência corporativa, com o objetivo de garantir a melhor postura e capacitação da força de trabalho da companhia, abordando aspectos comportamentais, de responsabilidade e da legislação, além de conceitos técnicos básicos em SMS.

Eis as seguintes diretrizes de Segurança, Meio-Ambiente e Saúde (SMS):

- Educar, capacitar e comprometer os trabalhadores com as questões de SMS, envolvendo fornecedores, comunidades, órgãos competentes, entidades representativas dos trabalhadores e demais partes interessadas;
- Estimular o registro e tratamento das questões de SMS e considerar, nos sistemas de conseqüência e reconhecimento, o desempenho em SMS;
- Atuar na promoção da saúde, na proteção do ser humano e do meio ambiente mediante identificação, controle e monitoramento de riscos, adequando a segurança de processos às melhores práticas mundiais e mantendo-se preparada para emergências;
- Assegurar a sustentabilidade de projetos, empreendimentos e produtos ao longo do seu ciclo de vida, considerando os impactos e benefícios nas dimensões econômica, ambiental e social;
- Considerar a eco-eficiência das operações e produtos, minimizando os impactos adversos inerentes às atividades da indústria.

3.2. Curso Básico de Segurança Industrial (CBASI)

O CBASI pretende, aos demais responsáveis pela Segurança Contra Incêndios nas Indústrias, dar formação no combate a incêndios e salvamento das vítimas dos incêndios. Este foi dividido em duas partes, uma de nível mais teórico sobre conceitos da segurança contra incêndios deste tipo de instalações a ser dada na UP (Universidade de Petrobras – UN/BA) e outra de nível mais prático de combate e salvamento de vítimas em incêndios industriais a ser dada no parque de treinos de combate a incêndios e salvamento em situação de emergências .

O curso destina-se aos estagiários de nível técnico e superior das diversas Universidades e centros técnicos de educação tecnológica e a todos os demais que

trabalham ou se interessam pela área. O programa do curso destinava á incêndios de compartimento e combustão, sistemas de segurança contra incêndios, análise de risco, projetos de segurança contra incêndios, atmosferas perigosas, armazenamento de produtos perigosos e explosões e ao combate e salvamento de vítimas em incêndios em instalações industriais. Com isso, o curso tem as seguintes finalidades:

- Preservar a vida;
- Restringir os efeitos de lesão;
- Promover a recuperação da vítima.

No curso, foi simulado o procedimento de como prestar o socorro à vítima:

Avaliar a situação

- Inteira-se do ocorrido com rapidez e tranqüilidade;
- Verificar o risco para si próprio e para vítima;
- Nunca se arriscar pessoalmente.

Manter a segurança da área

- Proteger a vítima do perigo;
- Não tentar fazer ,mais, do que possível.

Avaliar o estado das vítimas e administrar socorro de emergência

- Se houver mais de uma vítima, decidir as prioridades de tratamento.

3.3. Curso de PI (Plant Information)

O sistema PI (Plant Information) pode ser traduzido como um conjunto de ferramentas que permite o acompanhamento de processos industriais, o armazenamento do histórico dos dados desses processos e o acompanhamento online das suas variáveis. A grande vantagem desse sistema é a possibilidade de realizar consultas aos dados sem haver necessidade de vínculo físico do cliente com o Sistema de Controle Distribuído (SDCD).

As atividades desenvolvidas durante o curso estiveram relacionadas ao conhecimento do sistema, atualização e inserção de novos tags no banco de dados do servidor, instalação e configuração de uma nova interface de coleta de dados entre o SDCD e o servidor, criação de telas de processo para acompanhamento do processo nas máquinas clientes, e principalmente o desenvolvimento de aplicativos em Visual Basic, os quais são responsáveis por monitorar e inserir dados manualmente no servidor.

O PI Process Book é o front-end de exibições gráficas do PI System, pois ajuda a transformar dados primários em exibições úteis, dinâmicas e em tempo real. Com o PI ProcessBook, pode-se monitorar processos de planta de qualquer PC desktop do sistema PETROBRAS.

Quando é usado em conjunto com o PI Active View, é possível revisar estes mesmos dados em navegadores remotos pela Internet. Na Figura 5, é mostrada a tela do

PI de um determinado processo químico:

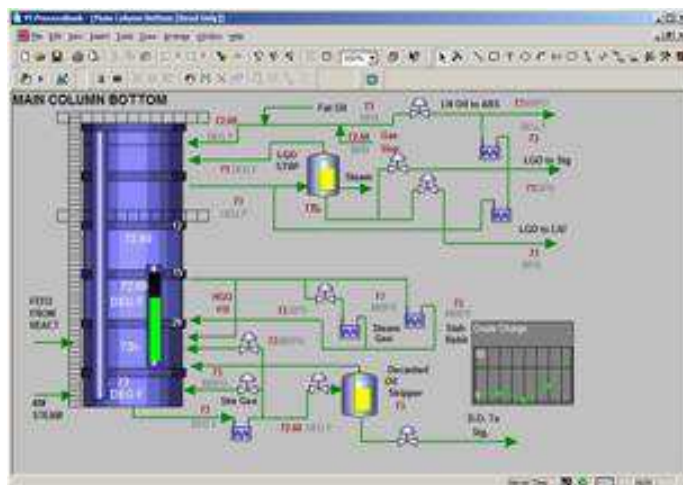


Figura 5 – Exemplo de tela do PI (Plant Information).

O PI ProcessBook permite aos usuários ver informações. A tela alterna do modo visualização para o modo edição com uma ampla gama de ferramentas de desenho. Pode-se criar visualizações dinâmicas e interativas representando as suas instalações operacionais e popular essas visualizações com dados ao vivo.

O Visual Basic for Applications Microsoft (VBA) é incorporado ao ProcessBook, permitindo escrever scripts para automatizar visualizações e tendências.

3.4. Reuniões de SMS

Durante o programa de estágio foram realizadas semanalmente, geralmente as segundas-feiras, reuniões de SMS (Segurança, Meio ambiente e Saúde). Cada uma tinha um foco principal voltado aos acontecimentos e acidentes mais importantes ocorridos durante a semana.

Uma vez por mês ainda ocorria uma reunião geral da gerência, que tinha como objetivo reunir todos os integrantes do ATPF/CM para discussões mais relevantes sobre resultados de desempenhos e metas conquistadas.

3.5. Oficina de ética

A oficina de ética teve como objetivo a exposição de opiniões dos estagiários a respeito de assuntos voltados à questões sociais e seus desenvolvimentos. Foi exibido um filme a respeito de problemas voltados ao trabalho e em seguida formaram-se grupos para discutir o assunto.

Outro objetivo dessa oficina foi a troca de informações e integração entre os próprios estagiários. Não houve uma evolução profunda na discussão das questões sociais, e o palestrante mostrou-se pouco preparado em lidar com algumas situações.

4. Ferramentas de sistemas

4.1. SINDOTEC –Ferramentas de busca

O SINDOTEC (Sistema de Informação e Documentação Técnica) é um sistema de busca disponível somente via intranet (VPN) que tem por objetivo facilitar a documentação e arquivamento de documentos importantes para a empresa.

Esse programa procura utilizar o maior número de informações possíveis para refinar e melhorar a busca dos documentos com a maior brevidade possível. Dentre os diversos documentos que podem ser encontrados através do SINDOTEC encontram-se fluxogramas, plantas baixas, projetos conceituais, memórias de cálculos, especificação de equipamentos, memoriais descritivos, desenhos, isométricos de equipamentos, etc.

Além de documentos atualizados, encontram-se também versões e revisões mais antigas do mesmo projeto ou equipamento. Dentre as diversas situações que o documento pode estar apresentado as principais são: emitido, em revisão ou ultrapassado.

A busca pode ainda ser refinada pelo local (Estação, campo, equipamento, tubulação) que se procura e a unidade do Brasil em que se encontra.

Esse programa foi de grande utilidade durante o programa de estágio, uma vez que através dele foi possível adquirir documentos importantes para a realização de atividades que foram passadas. Através dele também foi possível conhecer um pouco mais sobre o funcionamento do arquivamento de documentos da empresa.

4.2. SINPEP – Sistema Integrado de Padronização Eletrônica da Petrobras

O Sinpep é a ferramenta corporativa utilizada para a elaboração e consulta de padrões. Ele tem como objetivo controlar a elaboração dos documentos de padronização da Petrobras, propiciando maior rapidez, eficiência, eficácia e segurança nas normas de trabalho. Possui os seguintes recursos de workflow: minuta, comentários, término, aprovação, distribuição, implantação, análise crítica, revisão e cancelamento de padrões.

A padronização adquirida com o SINPEP, juntamente com uma adequada manipulação das informações, se traduz em uma ferramenta fundamental no auxílio à gerência na tomada de decisões e na definição de estratégias garantindo qualidade nas informações fornecidas ao cliente.

5. Atividades desenvolvidas

5.1. Conhecimento das áreas industriais

5.1.1. Estação de movimentação de gás do núcleo Santiago

Está localizada no município de Pojuca-BA, na Rodovia BA 507, km 3, Fazenda Haroldina, Área Industrial de Santiago, distando 90 km da cidade de Salvador.

A movimentação de gás no núcleo Santiago tem como objetivo o acompanhamento, registro e controle das variáveis do processo, eficiência operacional de equipamentos e gasodutos e das ocorrências que possam implicar em distúrbios no

sistema de gás, visando sempre o melhor atendimento ao cliente, seja ele interno ou externo.

A movimentação de gás do Núcleo Santiago consiste em 14 gasodutos de chegada (13 de gás natural e 1 de CO₂), 15 gasodutos de saída (11 de gás natural (1 fora de operação), 2 de LGN (1 fora de operação) e 1 de CO₂ (2 fora de operação)), 35 compressores de gás (10 compressores de gás da UPGN-Catu, 11 compressores na estação da alimentação e 14 compressores na estação da recompressão), 27 sistemas de medição, 7 sistemas de recebimentos de frente líquida (sistema de coleta, ampolas 1126 A/B/C/D, ampolas 1126 E/F, 2 ampolas de alta (1161 e 1162), 3 ampolas de Miranga (1151, 1152 e 1153) e 2 ampolas de Miranga (1154 e 1155) e sistema de recebimento da EGNA), 17 vasos e 5 cooler's.

A movimentação de gás do núcleo Santiago tem como objetivos:

- Receber a produção de gás e condensado dos diversos campos de produção terrestre da Bahia alinhando-as para os diversos sistemas disponíveis (níveis de pressão diferentes). A depender da pressão de recebimento poderá ocorrer aumento de produção nos campos;
- Realizar o tratamento primário (separação gás/líquido) de modo a evitar danos aos equipamentos (compressores e turbo-expander) e formação de hidratos. A separação é realizada em sistemas de recebimento de frente líquida (conjuntos de ampolas e vasos). Esses sistemas são dimensionados para receber frentes líquidas devido a passagem de “pig's”. “Pig” é um dispositivo utilizado para limpeza dos gasodutos com o objetivo de reduzir a corrosão interna e o diferencial de pressão;
- Medir as correntes de gás;
- Distribuir o gás para as unidades de processamento UPGN-Catu e URGN-3 em Santiago. Nos casos que a corrente de gás chegue com pressão menor do que a pressão de entrada das unidades de processamento é necessário comprimi-la.
- Distribuir o gás processado para os diversos sistemas (venda e gas-lift ou injeção);
- Distribuir CO₂ para os campos de produção de óleo. O CO₂ é utilizado como método de recuperação de petróleo;

A Figura 6 é um diagrama esquemático dos gasodutos de chegada. As caixas amarelas são os campos pertencentes ao ATP-N, as caixas azuis são os campos pertencentes ao ATP-S, a caixa verde é o campo de Manati e as caixas marrons são as áreas de venda de gás.

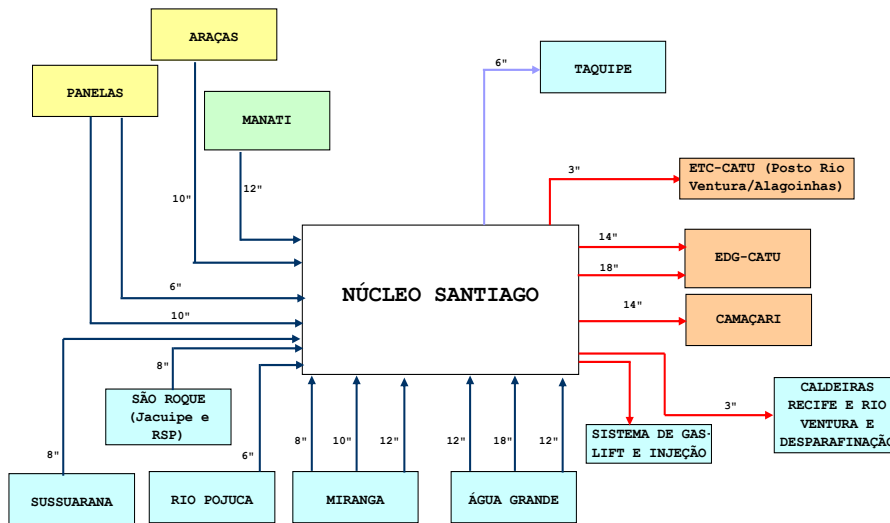


Figura 6: Diagrama esquemático dos dutos de gás.
 Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/sant1>

As Figuras 6, 7 e 8 representam respectivamente o sistema de “gas-lift” (método de elevação artificial) e injeção (método de recuperação secundária), dutos de transferência de CO₂ e os dutos de transferência de LGN.

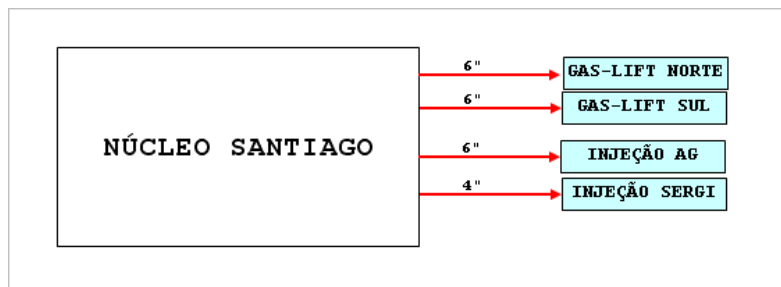


Figura 7: Diagrama esquemático do sistema de “gas-lift” e injeção.
 Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/sant2>

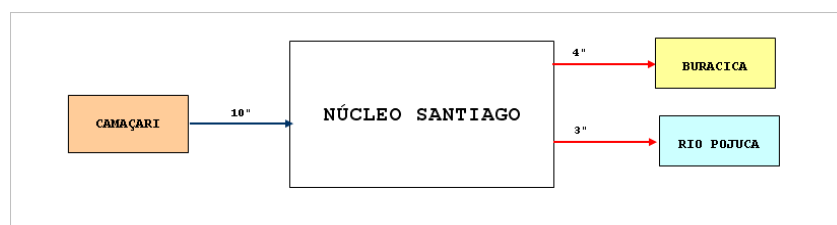


Figura 8: Diagrama esquemático dos dutos CO₂.
 Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/sant3>

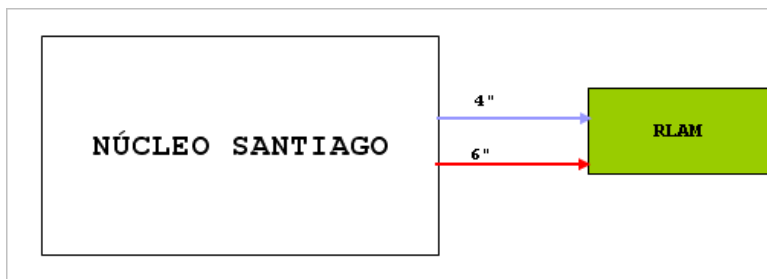


Figura 9: Diagrama esquemático dos dutos de LGN.

Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/sant4>

5.1.2. UPGN –Candeias

Situa-se no Campo de Massuí, município de São Francisco do Conde, na Rodovia BA 522, km 5, distando 60 km da cidade de Salvador. Tem como atribuição processar o gás natural produzido nos diversos campos. A UPGN utiliza a tecnologia de absorção refrigerada para produzir o Gás natural especificado e o LGN. Na Unidade, condensado de processo é removido para os tanques de armazenamento de onde é transferido por carreta para a Estação F. de D. João. O processo utilizado pela UPGN Candeias consiste no uso da absorção refrigerada para tratamento de gás natural e se baseia na recuperação dos componentes pesados do gás por absorção física promovida pelo contato do gás com um óleo absorvente. O mecanismo deste processo é a diferença de concentração dos componentes C3+ no gás e no líquido absorvedor.

A UPGN Candeias processa o gás produzido pelos campos de Cexis, Pitinga, Lamarão e Ferrolho. Além disso, a partir de outubro de 2007, a planta está processando também cerca de 1.000 mil m³/d de gás de Manati, o qual já foi processado pela EVF (Estação Vandemir Ferreira) com riqueza média em torno de 1,50%. Sendo assim, com o processamento do gás de Manati, a UPGN Candeias deixou de processar gás vindo do Núcleo Santiago pelo gasoduto Catu-Candeias 12”, e agora este gasoduto opera invertido enviando cerca de 300 mil m³/d de gás de Manati para processar na UPGN Catu.

A Figura 10 mostra a UPGN - Candeias:



Figura 10 – UPGN Candeias-BA.

5.1.3. URGN3-BA

Está localizada no município de Pojuca-BA na Rodovia BA 507, km 3, Fazenda Haroldina, Área Industrial de Santiago, distando 90 km da cidade de Salvador. Tem como função processar o gás natural produzido nos diversos campos. A URGN-3 utiliza tecnologia de turbo expansão para produzir o gás natural especificado e o LGN.

Além do Gás Natural, a URGN-3 processa também o condensado oriundo dos poços de gás não associado na Unidade de Processamento de Condensado, utilizando destilação fracionada com variação de pressão e temperatura, retirando as frações mais leves desse condensado para que o mesmo seja transferido e estocado no Parque Recife ou na Estação Rio Ventura; a água oleosa separada é transferida para a Estação Rio Ventura.



Figura 11 – URGN3 - Pojuca-BA.

5.2. Monitoramento e controle de processos

Na unidade industrial, onde se realiza um conjunto de atividades e operações, tem como objetivo a transformação de matérias-primas em produtos, como plásticos e outros, em produtos, como máquinas, ferramentas e equipamentos para uso final do consumidor são chamadas de fábricas ou unidades fabris. Já aquelas cujos processos têm “fluidos”, como matérias-primas e/ou produtos, são chamadas de indústrias de processo. Esse tipo de indústria utiliza equipamentos (estáticos, dinâmicos e elétricos) e seus acessórios, que compõem os sistemas de uma unidade industrial.

O funcionamento com qualidade dos processos industriais exige um controle permanente, sendo necessário manter constantes algumas variáveis (pressão, vazão, temperatura, nível, pH, condutividade, velocidade, umidade etc.).

Apresentam-se os principais equipamentos que compõem os sistemas de uma unidade industrial (estáticos, dinâmicos e elétricos) e seus acessórios. Para isso tem-se os seguintes objetivos:

- Compreender a função dos equipamentos estáticos e dinâmicos e seus acessórios;
- Definir e classificar os equipamentos e seus acessórios;
- Compreender seus princípios de funcionamento;
- Reconhecer e identificar as características gerais dos equipamentos;
- Diferenciar os tipos através da identificação de características específicas relevantes;
- Analisar comparativamente as principais características dos diferentes tipos;
- Reconhecer os termos usuais.

5.3. Aspectos gerais da área de instrumentação

Os processos industriais exigem controle na fabricação de seus produtos , que são muito variados e abrangem diversos tipos de produtos, como, por exemplo, a fabricação dos derivados do petróleo.

Nestes processos é absolutamente necessário controlar e manter constantes algumas variáveis, tais como: pressão, vazão, temperatura, nível, pH, condutividade, velocidade, umidade etc. Os instrumentos de medição e controle permitem manter constantes as variáveis do processo, objetivando a melhoria em qualidade, o aumento em quantidade do produto e a segurança. No princípio da era industrial, o operário atingia os objetivos citados através de controle manual destas variáveis, utilizando somente instrumentos simples (manômetro, termômetro, válvulas manuais etc.), e isto era suficiente, por serem simples os processos. Com o passar do tempo, estes foram se complicando, exigindo um aumento da automação nos processos industriais, através dos instrumentos de medição e controle. Enquanto isso, os operadores iam se liberando de sua atuação física direta no processo e, ao mesmo tempo, ocorria a centralização das variáveis em uma única sala.

Devido à centralização das variáveis do processo, pode-se fabricar produtos que seriam impossíveis por meio do controle manual. Mas, para atingir o nível em que estamos hoje, os sistemas de controle sofreram grandes transformações tecnológicas, como: controle manual, controle mecânico e hidráulico, controle pneumático, controle elétrico, controle eletrônico e atualmente controle digital.

Os processos industriais podem dividir-se em dois tipos: processos contínuos e descontínuos. Em ambos os tipos devem-se manter as variáveis próximas aos valores desejados. O sistema de controle que permite fazer isto se define como aquele que compara o valor da variável do processo com o valor desejado e toma uma atitude de correção de acordo com o desvio existente, sem a intervenção do operador. Para que se possa realizar esta comparação e conseqüentemente a correção, é necessário que se tenha uma unidade de medida, uma unidade de controle e um elemento final de controle no processo.

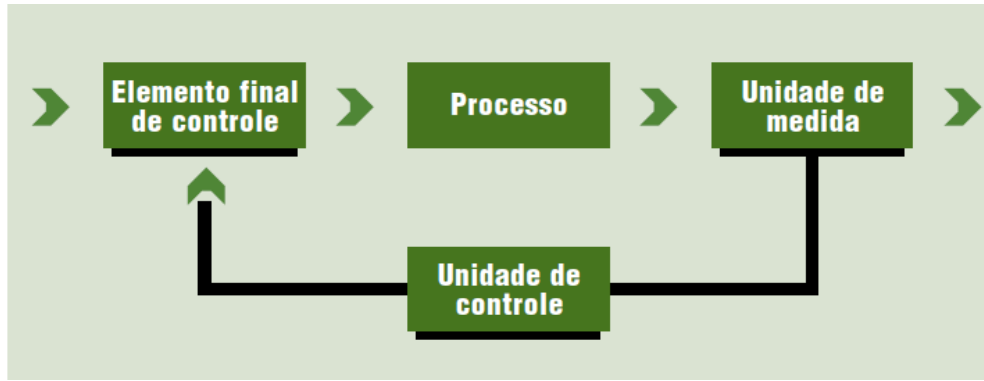


Figura 12 – Malha de controle fechada.
 Fonte: http://novapetrobras.petrobras.com.br/ap_inst

Este conjunto de unidades forma uma malha de controle, que pode ser aberta ou fechada. Na Figura 12 vemos uma malha fechada, e na Figura 13, uma malha de controle aberta.

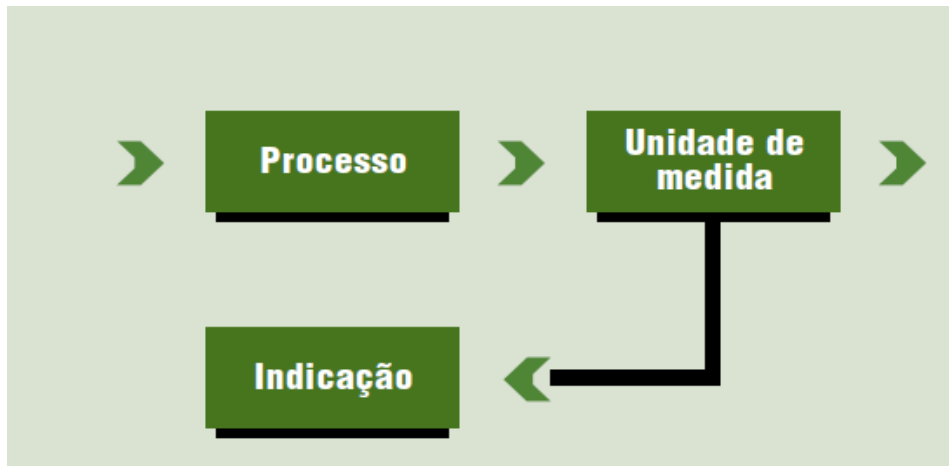


Figura 13 – Malha de controle aberta.
 Fonte: http://novapetrobras.petrobras.com.br/ap_inst

5.3.1. Terminologia

Os instrumentos de controle empregados na PETROBRAS S.A. têm sua própria terminologia. Os termos utilizados definem as características próprias de medida e controle dos diversos instrumentos: indicadores, registradores, controladores, transmissores e válvulas de controle. A terminologia empregada é unificada entre os fabricantes, os usuários e os organismos que intervêm direta ou indiretamente no campo da instrumentação industrial.

5.3.1.1. Faixa de range

Conjunto de valores da variável medida que estão compreendidos dentro do limite superior e inferior da capacidade de medida ou de transmissão do instrumento.

5.3.1.2. Alcance

É a diferença algébrica entre o valor superior e o inferior da faixa de medida do instrumento.

5.3.1.3. Erro

É a diferença entre o valor lido ou transmitido pelo instrumento em relação ao valor real da variável medida. Se tivermos o processo em regime permanente, chamaremos de *erro estático*, que poderá ser positivo ou negativo, dependendo da indicação do instrumento, o qual poderá estar indicando a mais ou menos. Quando tivermos a variável alterando seu valor ao longo do tempo, teremos um atraso na transferência de energia do meio para o medidor. O valor medido estará geralmente atrasado em relação ao valor real da variável. Esta diferença entre o valor real e o valor medido é chamada de *erro dinâmico*.

5.3.1.4. Exatidão

Pode-se definir como a aptidão de um instrumento de medição para dar respostas próximas a um valor verdadeiro. A exatidão pode ser descrita de três maneiras:

- Percentual do Fundo de Escala (% do FE).
- Percentual do *Span* (% do *span*).
- Percentual do Valor Lido (% do VL).

5.3.1.5.. Rangeabilidade (largura de faixa)

É a relação entre o valor máximo e o valor mínimo, lidos com a mesma exatidão na escala de um instrumento.

5.3.1.6. Zona morta

É a máxima variação que a variável pode ter sem que provoque alteração na indicação ou sinal de saída de um instrumento.

5.3.1.7. Sensibilidade

É a mínima variação que a variável pode ter, provocando alteração na indicação ou sinal de saída de um instrumento.

5.3.1.8. Histerese

É o erro máximo apresentado por um instrumento para um mesmo valor em qualquer ponto da faixa de trabalho, quando a variável percorre toda a escala nos sentidos ascendente e descendente. Expressa-se em percentagem do *span* do instrumento. Deve-se destacar que a expressão zona morta está incluída na histerese.

5.3.1.9. Repetibilidade

É a máxima diferença entre diversas medidas de um mesmo valor da variável, adotando sempre o mesmo sentido de variação. Expressa-se em percentagem do *span* do instrumento. O termo repetibilidade não inclui a histerese.

5.3.2. Funções dos instrumentos

5.3.2.1. Indicador

Instrumento que dispõe de um ponteiro e de uma escala graduada na qual podemos ler o valor da variável. Existem também indicadores digitais que mostram a variável em forma numérica com dígitos ou barras gráficas, como se pode observar na Figura 14. Deve-se salientar que estes estão em desuso, e que estas funções são realizadas agora pelos sistemas supervisórios.



Figura 14 – Instrumento indicador.

Fonte: http://novapetrobras.petrobras.com.br/ap_inst

5.3.2.2. Registrador

Instrumento que registra a variável através de um traço contínuo ou pontos em um gráfico, como se pode observar na Figura 15. Deve-se salientar que estes estão em desuso, e que estas funções são realizadas agora pelos sistemas supervisórios.



Figura 15 – Instrumento registrador de variável.

Fonte: http://novapetrobras.petrobras.com.br/ap_inst

5.3.2.3. Transmissor

A Figura 16 apresenta um instrumento que determina o valor de uma variável no processo através de um elemento primário, tendo o mesmo sinal de saída (pneumático ou eletrônico), cujo valor varia apenas em função da variável do processo.



Figura 16 – Instrumento transmissor de pressão.
Fonte: http://novapetrobras.petrobras.com.br/ap_inst

5.3.2.4. Controlador

A Figura 17 mostra um instrumento que compara a variável controlada com um valor desejado e fornece um sinal de saída a fim de manter a variável controlada em um valor específico ou entre valores determinados. A variável pode ser medida diretamente pelo controlador ou indiretamente através do sinal de um transmissor ou transdutor.



Figura 17– Controlador lógico programável.
Fonte: <http://www.siemens.com>

5.3.3. Elementos finais de controle

A malha de controle a realimentação negativa possui um elemento sensor, um controlador e um elemento final de controle. O sensor ou o transmissor envia o sinal de medição para o controlador, que o recebe e o compara com um ponto de ajuste e gera um sinal de saída para atuar no elemento final de controle. O elemento final de controle

manipula uma variável, que influi na variável controlada, levando-a para valor igual ou próximo do ponto de ajuste. O controle pode ser automático ou manual, onde, pode ser remoto ou local..

A válvula de controle abre e fecha a passagem interna do fluido, de conformidade com um sinal de controle. Quando o sinal de controle é proveniente de um controlador, tem-se o controle automático da válvula. Quando o sinal de controle é gerado manualmente pelo operador de processo, através de uma estação manual de controle, tem-se o controle manual remoto. Na atual manual local, o operador atua diretamente no volante da válvula.

O controle pode ser feito de modo contínuo ou liga-desliga. Na filosofia continua ou analógica, a válvula pode assumir, de modo estável, as infinitas posições entre totalmente fechada e totalmente aberta. Na filosofia digital ou ligadesliga, a válvula só fica em duas posições discretas ou totalmente fechada ou totalmente aberta.

O resultado do controle é menos satisfatório que o obtido com o controle proporcional, porém, tal controle pode ser realizado através de chaves manuais, chaves comandadas por pressão (pressostato), temperatura (termostato), nível, vazão ou controladores mais simples. Neste caso, a válvula mais usada é a solenóide, atuada por uma bobina elétrica. O sinal de controle que chega ao atuador da válvula pode ser pneumático ou eletrônico.

A válvula de controle com atuador pneumático é o elemento final de controle da maioria absoluta das malhas. Mesmo com o uso cada vez mais intensivo e extensivo da instrumentação eletrônica, analógica ou digital, a válvula com atuador pneumático ainda é o elemento final mais aplicado.

5.3.4. Válvulas de controle

As válvulas são dispositivos que tem como função primordial a regulação de fluxos de um fluido que pode ser em forma de gases ou líquidos, como óleos, água e outros materiais. Resumidamente, as válvulas se abrem e fecham, controlando a entrada e saída de fluxos. Em diversos equipamentos existentes hoje no mercado industrial, inúmeros tipos de válvulas industriais que são empregados para o funcionamento pleno de tubulações, caldeiras e outros equipamentos. O controle de pressão também é outra função de suprimentos industriais como as válvulas pneumáticas, solenóides, hidráulicas e manuais, que podem também monitorar mudanças de temperatura e fluxo.

As funções da válvula de controle são:

- Conter o fluido do processo, suportando todos os rigores das condições de operação. Como o fluido do processo passa dentro da válvula, ela deve ter características mecânicas e químicas para resistir à pressão, temperatura, corrosão, erosão, sujeira e contaminantes do fluido.
- Responder ao sinal de atuação do controlador. O sinal padrão é aplicado ao atuador da válvula, que o converte em uma força, que movimenta a haste, em cuja extremidade inferior está o obturador, que varia a área de passagem do fluido pela válvula.
- Variar a área de passagem do fluido manipulado. A válvula de controle manipula a vazão do meio de controle, pela alteração de sua abertura.
- Absorver a queda variável da pressão da linha. Em todo o processo, a válvula é o único equipamento que pode fornecer ou absorver queda de pressão

controlável. Depois de instalada na tubulação e para poder desempenhar todas as funções requeridas a válvula de controle deve ter corpo, atuador e castelo. Adicionalmente, ela pode ter acessórios opcionais que facilitam e otimizam o seu desempenho, como posicionador, booster, chaves, volantes, transdutores corrente elétrica para ar pneumático e relé de inversão.

Cada tipo de válvula possui características muito peculiares, embora algumas tenham aplicações bem parecidas. Para exemplificar alguns dos modelos de válvulas no setor industrial, elaboramos um quadro de demonstração para identificar as funções de cada peça.

5.3.4.1. Válvula esfera

É um tipo de válvula rotativa utilizada em instalações industriais e de on-off, com abertura rápida, amplamente aplicada em sistemas de tratamento de fluidos para o controle de fluxo. Estes tipos de válvulas rotativas são adequados para aplicações corrosivas.



Figura 18 – Válvula esfera.
Fonte: <http://www.hiter.com.br>

5.3.4.2. Válvula borboleta

A válvula borboleta é de abertura rápida, e pode ser empregada em diferentes situações, como controle de fluidos ou isolamento total da passagem de fluxos. Geralmente, possuem um custo menor do que outros tipos de válvulas e contam com um funcionamento semelhante ao da válvula de esfera. Utilizada em sistemas de pressão, possui bom desempenho em equipamentos de combate a incêndios por terem um dispositivo de desligamento rápido e eficaz.



Figura 19 – Válvula borboleta.
Fonte: <http://www.crosby.com.br>

5.3.4.3. Válvula globo

É um tipo de válvula mais utilizada como controle, comumente usada em gasodutos, para controlar o fluxo de fluidos mais viscosos como o óleo. A válvula Globo angular é indicada para o bloqueio, comando, dosagem e controle de fluidos líquidos ou gasosos. È empregada em operações freqüentes de abertura e fechamento, como também controle de vazão em qualquer graduação desejada.



Figura 20 – Válvula globo.
Fonte: <http://www.crosby.com.br>

5.3.4.4. Válvula gaveta

A principal característica está na mínima obstrução à passagem do fluxo, quando está totalmente aberta, proporcionando baixa turbulência, com um diferencial de pressão quase insignificante, pois é possível, porque seu sistema de vedação atua perpendicularmente as linhas de fluxo. Elas são empregadas em processos onde não se necessitam operações freqüentes de abertura e fechamento, o seu manuseio é mais lento em relação às outras válvulas.



Figura 21 – Válvula gaveta.
Fonte: <http://www.crosby.com.br>

5.3.4.5. Válvula solenóide

As válvulas solenóides são aplicadas na alimentação de fluido pneumático e sistemas hidráulicos, para controlar os cilindros, motores hidráulicos ou mais válvulas

industriais. É específica para controle de escoamento de líquidos ou gás, sendo um dos dispositivos mais utilizados em controle de fluxos e fluidos. Também proporcionam comutação rápida e segura, com alta confiabilidade, durabilidade e compatibilidade com outros materiais.



Figura 22 – Válvula solenóide.
Fonte: <http://www.crosby.com.br>

5.3.4.6. Válvula de retenção

Caracteriza-se pela auto-operação proporcionada pelas diferenças entre as pressões a montante e a jusante exercidas pelo fluido ,em consequência do próprio fluxo, não havendo necessidade de comando externo. É utilizada para impedir o retorno do fluxo,caso ocorra automaticamente o seu fechamento.



Figura 23 – Válvula de retenção.
Fonte: <http://www.crosby.com.br>

5.3.5. Identificação de instrumentos

As normas de instrumentação estabelecem símbolos, gráficos e codificação para identificação alfanumérica de instrumentos ou funções programadas, que deverão ser utilizadas nos diagramas e malhas de controle de projetos de instrumentação.

De acordo com a norma ISA-5.1, cada instrumento ou função programada será identificado por um conjunto de letras que o classifica funcionalmente e um conjunto de algarismos que indica a malha à qual o instrumento ou função programada pertence. A Figura 24, mostra um exemplo de instrumento identificado de acordo com a norma pré-estabelecida:

De acordo com a Norma ISA-S5				
P	RC	001	02	A
Variável	Função	Área da atividade	Nº seqüencial da malha	Sufixo
Identificação funcional		Identificação da malha		
Identificação do instrumento				
P = Variável medida – Pressão R = Função passiva ou de informação – Registrador C = Função ativa ou de saída – Controlador		001 = Área de atividade onde o instrumento atua 02 = Número seqüencial da malha A = Sufixo		

Figura 24 – Identificação de instrumentos.

Fonte: http://novapetrobras.petrobras.com.br/ap_inst

As simbologias e as identificações funcionais dos instrumentos são utilizadas em fluxogramas de processo e engenharia e seguem a Norma ANSI/ISA-S5.1.

5.3.6. Calibração de instrumentos

Realiza-se um trabalho de modo fazer manutenções preventivas em transmissores, com intuito de verificar se os equipamentos estão devidamente calibrados. Neste caso, utilizam alguns métodos que simulam tais operações, dentre os quais serão descritos a seguir:

5.3.6.1. Calibração transmissor de temperatura

A calibração do transmissor de temperatura é feita por meio da injeção de sinal elétrico correspondente a temperatura de uma tabela de referência. Cuidados especiais que devem ser observados na realização da calibração de transmissor de temperatura:

- Tipos de ligação

A ligação de uma termorresistência pode ser feita com dois, três ou quatro fios; a ligação de termopar é feita com dois fios.

- Transmissor de temperatura para termopar

Quando a entrada do transmissor de temperatura for para termopar, deve ser verificado se o instrumento possui a função de compensação eletrônica da junção de referência. O limite de erro dessa compensação deve constar da especificação do instrumento e estar disponível no laboratório.

Na Figura 25, tem-se o esquema da calibração de transmissor de temperatura analógico para termorresistência:

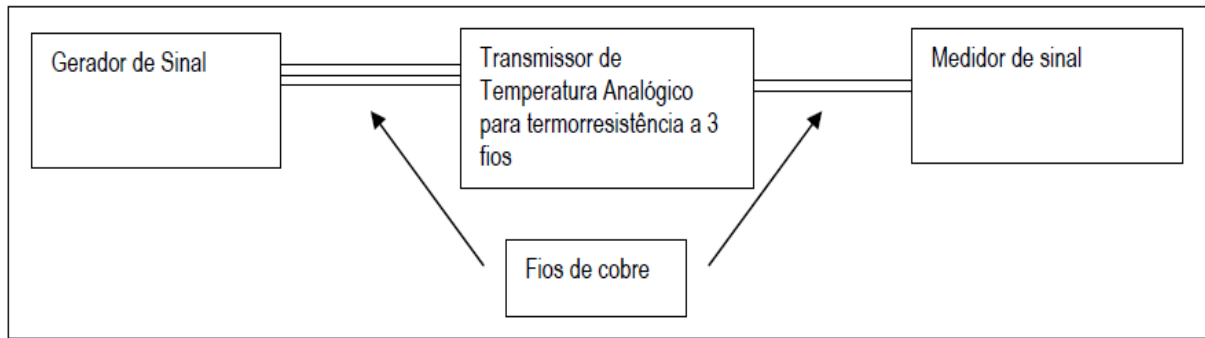


Figura 25 – Esquema da calibração do transmissor de temperatura.

5.3.6.2. Calibração transmissor de pressão

A calibração de um transmissor de pressão pode ser realizada utilizando-se uma balança de pressão como referência ou um medidor mostrador digital padrão de pressão adequado. Cuidados especiais que devem ser observados na realização da calibração de transmissor de temperatura:

- Limpeza

Antes da calibração é importante que o instrumento esteja totalmente limpo e isento de impurezas que possam causar algum dano ao padrão, principalmente no caso do padrão de referência utilizado ser uma balança de pressão. Para isto inserir álcool isopropílico no instrumento por intermédio de uma seringa até que o solvente saia isento de impurezas.

- Determinação do número de pontos de calibração

Os transmissores de pressão são calibrados de 10 em 10% do seu intervalo de medição.

- Seleção do padrão a ser utilizado

O transmissor de pressão deve ser calibrado por uma balança de pressão adequada ou um padrão de pressão que tenham uma incerteza de medição no mínimo quatro vezes menor do que a do instrumento a ser calibrado.

- Posicionamento do instrumento

Posicionar o instrumento a ser calibrado no sistema de medição de calibração conforme sua posição normal de trabalho.

- Procedimento da calibração

Dependendo da modalidade de pressão medida pelo transdutor/transmissor, aplicar pressão ou vácuo máximos no instrumento e permanecer nesta condição por alguns minutos, para observar a existência de vazamento. Aliviar totalmente a pressão

ou vácuo e permanecer um minuto. Nota: No caso do transmissor medir pressão e vácuo a solicitação será nos dois limites do intervalo de medição do instrumento.

A passagem do limite máximo de pressão ao de vácuo deverá ser contínua. Aliviar totalmente a pressão ou vácuo aplicado ao instrumento e permanecer por um minuto. Iniciar a calibração com aplicação crescente (carregamento) de pressão ou vácuo, nos pontos determinados da calibração, até que o instrumento em calibração atinja os valores predeterminados. Registrar em formulário adequado o respectivo valor indicado pelo padrão.

Alcançando-se o ponto máximo de calibração predeterminado, aliviar (descarregamento) continuamente a pressão ou quando for o caso vácuo, efetuando-se os registros dos respectivos valores indicados pelo instrumento e medidos pelo padrão, referentes aos mesmos pontos predeterminados da calibração. Caso seja ultrapassado algum ponto predeterminado de calibração não registrar a respectiva indicação do instrumento e o valor medido pelo padrão. Alcançando-se o ponto mínimo de calibração predeterminado, aliviar totalmente a pressão ou vácuo por um breve intervalo de aproximadamente meio minuto.

5.4. Aspectos gerais da área de automação

5.4.1. Introdução aos CLP's

Com o passar do tempo, foi preciso fazer algumas alterações nas máquinas e equipamentos, de forma a resguardar a mão-de-obra de algumas funções inadequadas à estrutura física do homem. A máquina passou a fazer o trabalho mais pesado e o homem, a supervisioná-la. Com a finalidade de garantir o controle do sistema de produção, foram colocados sensores nas máquinas para monitorar e indicar as condições do processo. O controle só é garantido com o acionamento de atuadores a partir do processamento das informações coletadas pelos sensores.

O controle diz-se *automático* quando uma parte, ou a totalidade, das funções do operador é realizada por um equipamento, freqüente mas não necessariamente eletrônico.

Controle *automático por realimentação* é o equipamento automático que age sobre o elemento de controle, baseando-se em informações de medida da variável controlada.

O controle *automático por programa* envolve a existência de um programa de ações, que se cumpre com base no decurso do tempo ou a partir de modificações eventuais em variáveis externas ao sistema.

Automatizar um sistema, tornou-se muito mais viável à medida que a Eletrônica avançou e passou a dispor de circuitos capazes de realizar funções lógicas e aritméticas com os sinais de entrada e gerar respectivos sinais de saída. Com isso, o controlador, os sensores e os atuadores passaram a funcionar em conjunto, transformando processo em um sistema automatizado, onde o próprio controlador toma decisões em função da situação dos sensores e aciona os atuadores.

Os primeiros sistemas de automação operavam por meio de sistemas eletromecânicos, com relés e contadores. Neste caso, os sinais acoplados à máquina ou equipamento a ser automatizado acionam circuitos lógicos a relés que disparam as cargas e atuadores. Com o avanço da eletrônica, as unidades de memória ganharam maior capacidade e com isso armazenam todas as informações necessárias para

controlar diversas etapas do processo. Os circuitos lógicos tornaram-se mais rápidos, compactos e capazes de receber mais informações de entrada, atuando sobre um número maior de dispositivos de saída. Chega-se assim, aos microcontroladores responsáveis por receber informações das entradas, associá-las às informações contidas na memória e a partir destas desenvolver uma lógica para acionar as saídas.

Toda esta evolução nos levou a sistemas compactos, com alta capacidade de controle, que permitem acionar diversas saídas em função de vários sinais de entradas combinados logicamente. Toda a lógica de acionamento pode ser desenvolvida através de software, que determina ao controlador a seqüência de acionamento a ser desenvolvida. Este tipo de alteração da lógica de controle caracteriza um sistema flexível. Os CLPs são equipamentos eletrônicos de controle que atuam a partir desta filosofia.

5.4.2. Histórico dos CLP's

O CLP nasceu dentro da General Motors, em 1968, devido à dificuldade de mudar a lógica de controle dos painéis de comando a cada mudança na linha de montagem. Tais mudanças implicavam em altos gastos de tempo e dinheiro.

Sob a liderança do engenheiro Richard Morley, foi preparada uma especificação que refletia as necessidades de muitos usuários de circuitos e relés. Nascia assim um equipamento bastante versátil e de fácil utilização, que vem se aprimorando constantemente, diversificando cada vez mais os setores industriais e suas aplicações.

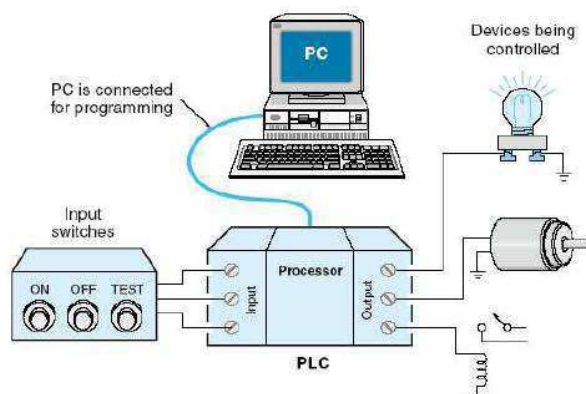


Figura 26 – Esquema de um CLP em uso num ambiente industrial.
Fonte: Controladores_Lógicos_Programáveis.pdf

5.4.3. Vantagens dos CLP's

Os CLP's tem as seguintes vantagens:

- menor espaço;
- menor consumo de energia elétrica;
- reutilizáveis;
- programáveis;
- maior confiabilidade;
- maior flexibilidade;
- maior rapidez na elaboração dos projetos;
- interfaces de comunicação com outros CLP's e computadores.

5.4.4. Princípio de funcionamento

Pode-se apresentar a estrutura de um CLP dividida em três partes: entrada, processamento e saída. Na Figura 27 é mostrado a estrutura básica de um CLP:



Figura 27 – Estrutura básica de um CLP.

Fonte: Curso de Controladores Lógicos Programáveis –UERJ.pdf

Os sinais de entrada e saída dos CLP's podem ser digitais ou analógicos. Existem diversos tipos de módulos de entrada e saída que se adequam as necessidades do sistema a ser controlado. Os módulos de entrada e saídas são compostos de grupos de bits, associados em conjunto de 8 bits (1 byte) ou conjunto de 16 bits, de acordo com o tipo da CPU. As entradas analógicas são módulos conversores A/D, que convertem um sinal de entrada em um valor digital, normalmente de 12 bits (4096 combinações). As saídas analógicas são módulos conversores D/A, ou seja, um valor binário é transformado em um sinal analógico. Os sinais dos sensores são aplicados às entradas do controlador e a cada ciclo (varredura) todos esses sinais são lidos e transferidos para a unidade de memória interna denominada memória imagem de entrada, onde são associados entre si e aos sinais internos. Ao término do ciclo de varredura, os resultados são transferidos à memória imagem de saída e então aplicados aos terminais de saída.



Figura 28 – Ciclo de processamento dos CLP's.

Fonte: Curso de Controladores Lógicos Programáveis –UERJ.pdf

5.4.5. Tecnologias e acessórios

As configurações de CLP's variam de fabricante a fabricante, e os módulos de entradas e saídas, sejam elas digitais ou analógicas, podem ser encontrados em grupos separados ou associados.

Existem também cartões de comunicação entre CLPs ou entre computadores, sejam eles industriais ou PCs que são muito utilizados e de extrema importância na automação de processos e máquinas, pois permitem que um sinal recebido por um PLC, possa acionar um contato de outro PLC ou de uma placa conversora A/D instalada em um computador, que estejam distantes. Outro acessório importante é a IHM - Interface Homem-Máquina, um painel de controle programável, que apresenta para o usuário mensagens de acordo com as condições dos sinais de entrada e saída, permitindo que um operador normal tome ciência da condição do sistema ou equipamento que está sendo controlado. Este acessório é utilizado como sistema supervisor e apresenta mensagens de emergência ou de parada por problemas técnicos. Atualmente estes painéis estão sendo substituídos por telas de computador, onde é possível reproduzir com grande perfeição o processo industrial, o que torna a interface com o operador muito mais amigável e segura.

5.4.6. Redes de campo

5.4.6.1. Fieldbus

É um protocolo desenvolvido para automação de sistemas de fabricação, elaborado pela FieldBus Foundation e normalizado pela ISA-The International Society for Measurement and Control. O protocolo Fieldbus visa a interligação de instrumentos e equipamentos, possibilitando o controle e monitoração dos processos. Geralmente é utilizado com os chamados Softwares Supervisórios (SCADA), que permitem a aquisição e visualização desde dados de sensores até status de equipamentos.

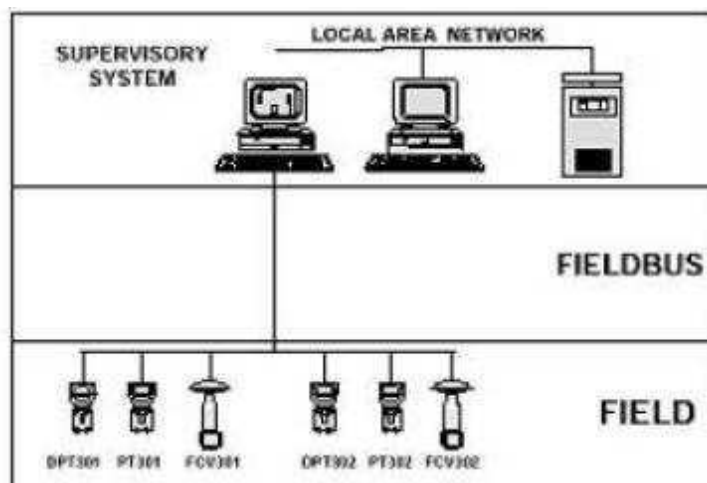


Figura 29 – Softwares Supervisórios + Fieldbus + instrumentos.

Fonte: Redes Industriais –FIELDBUS-UNB

Diversos benefícios são advindos da utilização de redes Fieldbus, os mais importantes são:

- Benefícios econômicos

Baixos custos de implantação e manutenção, bem como a fácil expansão da rede. Também não é muito difícil a implementação de um sistema Fieldbus em um sistema de automação já implantado, visto que seriam necessárias apenas placas de interface e conversores AD/DA.

- Benefícios de performance

Vantagens de customização e de obtenção de informações de mais baixo nível, devido à utilização de sistemas abertos; Instrumentação de ponta, no caso de redes novas; transmissão apenas de forma digital; redundância na rede, etc.

Algumas considerações básicas devem ser feitas quando da construção de projetos Fieldbus. Aspectos como distâncias entre equipamentos, número de equipamentos a serem ligados, previsões de expansão, fontes de alimentação, topologia, segurança e redundância devem ser levados em conta, visto que mesmo pequenas falhas, em aplicações críticas, podem levar a sérios prejuízos.

Quanto a topologia, são utilizados 4 tipos em sistemas Fieldbus:

- Barramento: constitui-se de um barramento único onde os equipamentos são ligados de forma direta, ou indireta (via barramentos secundários).
- Ponto a Ponto: os equipamentos são todos ligados em série. Neste caso é obrigatória a redundância de conexões, de forma a garantir que a remoção/inserção de um equipamento não venha a interromper a comunicação.
- Árvore: alguns equipamentos denominados Concentradores conectam diversos equipamentos, e interligam-se com outros Concentradores. Esta topologia também é conhecida como “Pé de Galinha”.
- End-to-end: utilizada quando da conexão direta de apenas dois equipamentos.

5.4.6.2. HART

É um protocolo utilizado para comunicação entre sistemas de tempo real, principalmente em aplicações de automação industrial, permitindo a sobreposição do sinal de comunicação digital aos sinais analógicos de 4-20mA, sem interferência, na mesma fiação. Proporciona alguns dos benefícios apontados pelo fieldbus, mantendo ainda a compatibilidade com a instrumentação analógica e aproveitando o conhecimento já dominado sobre os sistemas 4-20mA existentes.

Para transmitir o sinal digital juntamente com o analógico, utiliza-se a técnica de FSK (frequency shift key) no qual um sinal senoidal de corrente pico-a-pico de 1mA na frequência de 1200KHz significa "1" e 2400KHz significa "0". Há algumas limitações na utilização desse padrão de comunicação.

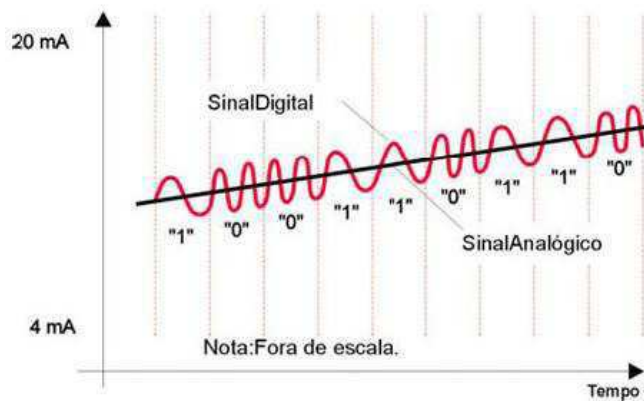


Figura 30 – Sobreposição do sinal digital sobre o sinal 4-20mA .
 Fonte: [http:// http://www.smar.com/brasil2/hart.asp](http://www.smar.com/brasil2/hart.asp)

É um protocolo do tipo mestre/escravo, o que significa que um instrumento de campo (escravo) somente “responde” quando “perguntado” por um mestre. Dois mestres (primário e secundário) podem se comunicar com um instrumento escravo em uma rede HART. Os mestres secundários, como os terminais portáteis de configuração, podem ser conectados normalmente em qualquer ponto da rede e se comunicar com os instrumentos de campo sem provocar distúrbios na comunicação com o mestre primário. O mestre primário é tipicamente um SDCD (Sistema Digital de Controle Distribuído), um CLP, um controle central baseado em computador ou um sistema de monitoração. A Figura 30 mostra uma instalação típica com dois mestres.

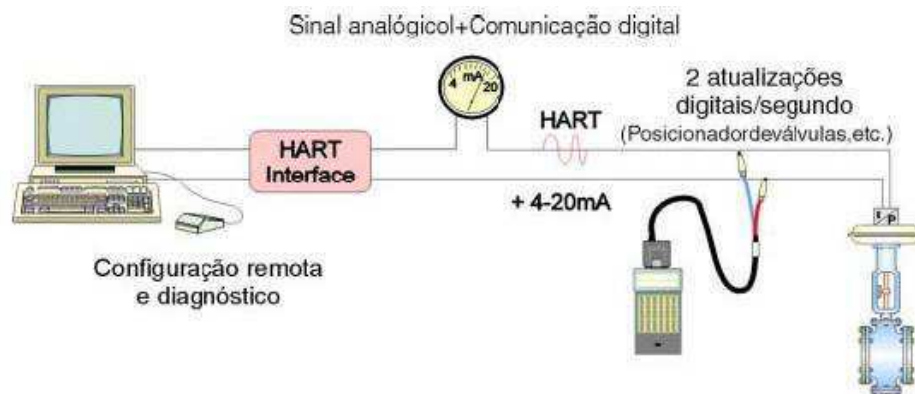


Figura 31 – Instalação típica utilizando dois mestres.
 Fonte: [http:// http://www.smar.com/brasil2/hart.asp](http://www.smar.com/brasil2/hart.asp)

O protocolo HART pode ser usado de diversas maneiras para trocar informações de/para instrumentos de campo inteligentes à controles centrais ou equipamentos de monitoração. A comunicação mestre/escravo digital, simultânea com o sinal analógico de 4-20mA é a mais comum, isso permite que a informação digital proveniente do instrumento escravo seja atualizada duas vezes por segundo no mestre. O sinal de 4-20mA é contínuo e carrega a variável primária para controle.

5.4.6.3. Modbus

É um dos protocolos mais utilizados na Petrobras, onde é utilizado para comunicações dos CLP's com os dispositivos de entrada e saída de dados, instrumentos eletrônicos inteligentes, como relés de proteção, controladores de processo, atuadores de válvulas. O meio físico é RS-232 ou RS-485 em conjunto com o protocolo mestre-escravo. Na Figura 32, mostra os tipos de protocolos Modbus:

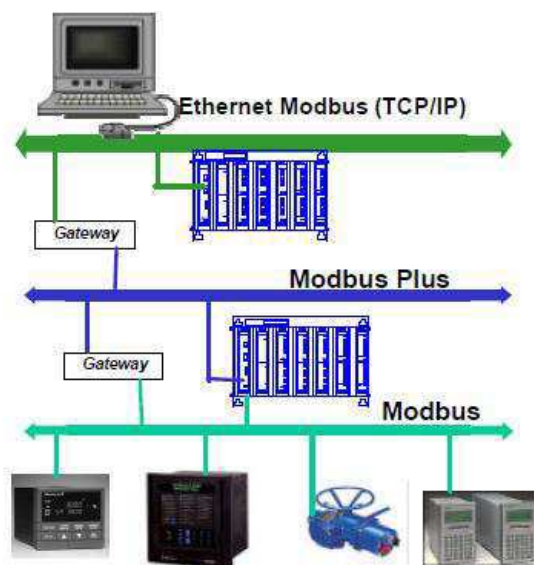


Figura 32 – Tipos de protocolos Modbus.

Fonte: Visão Geral dos Protocolos Modbus – Modbus.pdf

O Modbus ainda pode ser de dois tipos:

- Modbus PLUS

É usado para comunicação entre si de controladores lógicos programáveis, módulos de E/S, chaves de partida eletrônica de motores, IHM. O meio físico é o RS-485 com taxa de transmissão de 1Mbps e controle de acesso ao meio por HDLC (High Level Data Link Control).

- Modbus TCP/IP

É usado para comunicação entre sistemas de supervisão e controladores lógicos programáveis. O protocolo Modbus é encapsulado no protocolo TCP/IP e transmitido através de redes Ethernet com controle de acesso ao meio por CSMA/CD.

5.4.6.4 Profibus

Este conceito surgiu quando verificou-se que apenas automatizar as máquinas de uma linha de produção não era suficiente para garantir uma alta qualidade e produção.

O conceito “fieldbus” compartilha a idéia da descentralização da inteligência, ou seja, a informação não está apenas armazenada num único membro do processo como por exemplo o “PC Manager”, mas distribuída em uma rede desde o chão de fábrica até os níveis mais superiores da gerência. O Profibus pode ser utilizado nos mais diversos níveis do processo industrial, para isso, uma série de derivações do Profibus surgiram, tais como:

- **Profibus DP (Periferia Distribuída de I/Os):** Foi a primeira versão criada. Indicada para o chão de fábrica, onde o volume de informações é grande e há a necessidade de uma alta velocidade de comunicação para que os eventos sejam tratados num tempo adequado.
- **Profibus FMS (Field Message Specification):** Esta versão é uma evolução do Profibus DP e destina-se a comunicação ao nível de células (nível onde se encontram os CLP's). O FMS é tão poderoso que pode suportar o volume de dados até o nível gerencial, mesmo não sendo uma prática ideal.
- **Profibus PA (Process Automation):** Esta é a versão mais moderna do Profibus. Uma característica interessante deste protocolo é que os dados podem trafegar pela mesma linha física da alimentação DC, o que economiza tempo de instalação e cabos. Sua performance é semelhante ao DP.

O Profibus PA possui uma característica interessante que é a transmissão intrínseca segura, o que faz do PA uma ótima opção para ambientes classificados, ou seja, ambientes onde existe o perigo de explosão caso ocorra uma faísca elétrica devido a atmosfera estar possivelmente carregada com alguma substância explosiva, como na Petrobras.

5.4.7. Testes de redes de automação do ATPF

Foram realizados testes nas redes supervisionadas pela rede corporativa da PETROBRAS, de modo fazer um levantamento através de “pings”, se é possível a comunicação com a rede de automação do ATPF. A seguir é mostrado alguns resultados referentes às redes do núcleo de Santiago, Candeias e Camaçari, onde pode-se observar que o acesso é restrito quando se diz a respeito a rede de automação.

- Rede núcleo Santiago

UPGN Catu – 10.233.106.101/24 – “Ping com sucesso”

Recompressão – 10.233.70.5 – “Ping com sucesso”

*COP Gás 1 – 10.233.70.6 – “Esgotado o tempo limite do pedido”

*COP Gás 2 – 10.233.70.6 – “Esgotado o tempo limite do pedido”

Micro SIOP (P.I.) – 10.233.70.1 – “Ping com sucesso”

MPA/Cont.Avançado – 10.233.70.4 – “Ping com sucesso”

*OBS.: Possuem mesmo numero de IP,consultando a rede ANTIGA
(COP Gás – 10.36.19.121)

- Rede Candeias

UPGN1 – 10.233.117.101 – “Ping com sucesso”

UPGN2 – 10.233.117.102 – “Ping com sucesso”

- Rede Camaçari

PBgasp – 10.233.125.101 – “Ping com sucesso”

PBgasb – 10.233.125.102 – “Ping com sucesso”

Painel Oxiteno/CLP Siemens – 10.233.125.103 – “Esgotado o tempo limite do pedido”

Painel Oxiteno/Rede RS-485(CD600) – 10.233.125.104 – “Esgotado o tempo limite do pedido”

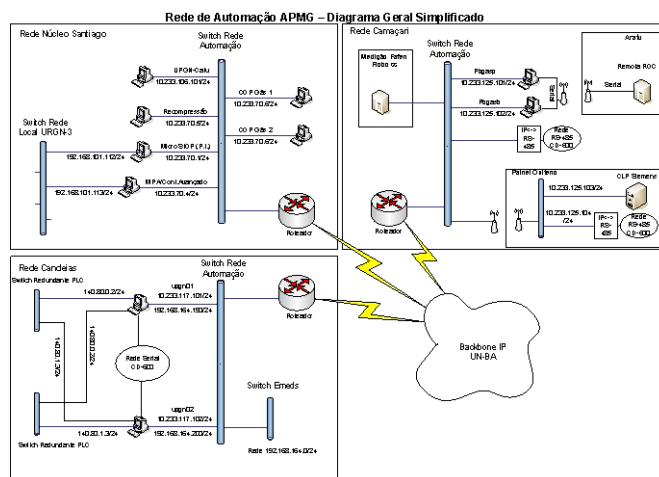


Figura 33 – Rede de automação do ATPF.

Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/redeatpf>

6. Projeto

6.1 Aspectos gerais

Na Petrobras, todo projeto deve apresentar uma seqüência organizada de planejamento, aprovação e execução. Assim com um projeto deve ter uma reunião formal de encerramento do projeto para verificar e dar o mesmo como concluído, também faz sentido ter uma reunião formal para iniciar o projeto. Este tipo de projeto chama-se de *Kick-off meeting*.

A finalidade desta reunião é para notificar formalmente todas as partes interessadas que o projeto começou, e para certificar-se que todos têm um entendimento em comum sobre a proposta do projeto e sobre suas funções e responsabilidades. Esta reunião é uma boa oportunidade para reunir todos os membros da equipe, clientes, e as partes interessadas em um só lugar e anunciar formalmente o começo do projeto. Similar a todas as reuniões formais, deve haver uma agenda. Existe um número de itens específicos que você quer cobrir nesta reunião:

- Recapitular a informação do documento de Termo de abertura do projeto, incluindo:
- A finalidade do projeto;
- O escopo do projeto;
- As entregas principais do projeto;
- Premissas;
- Riscos;
- Estimativas do Esforço e do Orçamento;
- Prazos.

Discutir as funções e as responsabilidades importantes de todas as pessoas envolvidas no projeto, tal como a equipe do projeto, os clientes e as partes interessadas. Se possível, todas as pessoas que trabalharão no projeto devem comparecer. Se alguém tiver dúvidas em relação a sua função (papel) ou sobre a sua responsabilidade, estas dúvidas devem ser discutidas no momento da reunião.

Apresentação da abordagem geral e da linha do tempo do projeto. Isto fornecerá aos participantes uma visão sobre como o projeto se desdobrará. É importante assegurar-se de que todos os participantes compreendam o que necessitam fazer em curto prazo para dar suporte ao projeto.

Discutir e responder a todas as perguntas proeminentes. A proposta desta discussão não é para discutir sobre o porquê do projeto, mas sim para permitir que os participantes façam suas perguntas específicas ou expressem suas preocupações em relação ao começo do projeto.

6.2. Sistemática de implantação de projetos

A sistemática de implantação de projetos do ATPF/CM é constituída por etapas de planeamento, divididas em 5 fases, conforme mostrada na Figura 34:

6.2.1. Fase 1 – Identificação e avaliação da oportunidade

Concepção, avaliação preliminar e viabilidade da oportunidade, verificando o seu alinhamento com as estratégias e objetivos corporativos, e avaliando as incertezas, o retorno potencial e os riscos associados.

6.2.2. Fase 2 – Seleção do projeto conceitual

Elaboração dos projetos conceituais e de geração de alternativas para implementação do projeto, definindo-se aquela(s) que apresenta(m) melhor retorno financeiro ou estratégico para a companhia.

6.2.3. Fase 3 – Definição do projeto básico

Desenvolvimento da alternativa selecionada, elaboração do projeto básico e finalização do Plano de Execução do Projeto (contratações, orçamentação, cronogramas, aquisição de equipamentos e instrumentos).

6.2.4 Fase 4 – Execução / Implantação

Implementação do projeto após sua aprovação pela gerência competente, conforme estruturado no SAP-R3. Nesta fase são realizados os detalhamentos do projeto, todas as obras e serviços constantes no escopo.

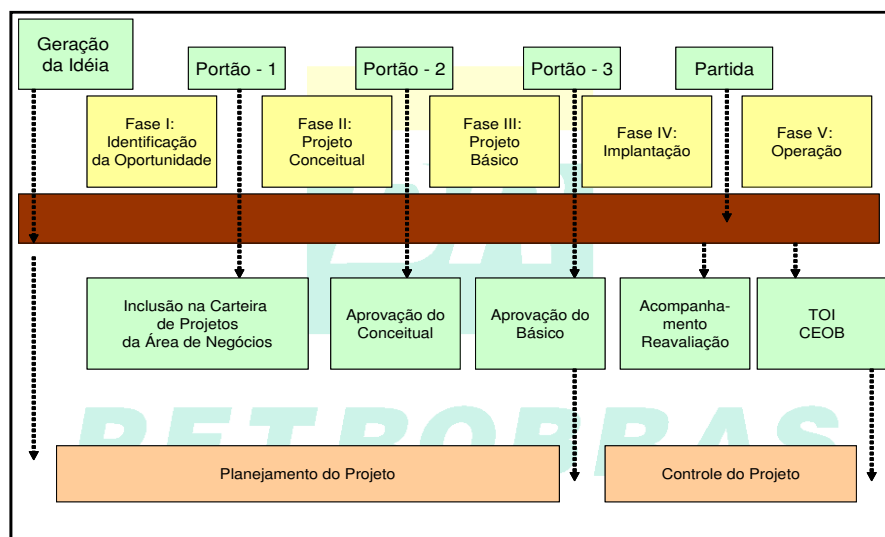


Figura 34 – Ciclo de vida do projeto.

Fonte: <http://novapetrobras.petrobras.com.br/projeto>

6.2.5 Fase 5 – Operação

Início da operação e encerramento do projeto com entrega da obra e a imobilização dos investimentos realizados.

6.3. Portões

Ao término de cada fase os projetos passarão por portões onde serão avaliados:

- Requisitos mínimos de definição do projeto (FEL – Front End Loading): Se o nível de informação disponível na fase é suficiente para que o projeto possa prosseguir para a etapa seguinte.

- Reunião de aprovação e decisão sobre alternativas de continuidades.

6.4. Requisitos mínimos de definição de projeto (FEL)

Ao final de cada fase da etapa de planejamento (Avaliação e Identificação da Oportunidade, Seleção e Definição), devem ser observados os requisitos mínimos de definição do projeto. Os requisitos mínimos de definição verificam se o nível de informação disponível em cada fase é suficiente para que o projeto possa prosseguir para a fase seguinte, indicando o grau de maturidade apresentado pelo projeto naquela fase.

Fase	Documentos Técnicos	Gerenciamento
1- Identificação Avaliação da Oportunidade.	DT - Declaração de Trabalho	FAM (Formulário de Análise de Mudanças); SUPI (Solicitação Única de Projeto Investimento) ; IUPI (Identificação Única de Projeto Investimento).
2 – Projeto Conceitual	MD - Memorial Descritivo ; Croqui	DIP ; APR (Análise Preliminar de Risco) ; Apresentação do conceitual ; Aprovação do conceitual
3 - Projeto Básico	Fluxog. de Eng. ; FD - Folha de Dados (Instr. / Equip.) ; MC - Memória de Cálculo ; MD ; Matriz de Causa e Efeito ; ET – Espec. Técnica ; Diagrama Lógico	APR / HAZOP ; Gestão de Contratos ; Cronograma ; Orçamento Preliminar ; Apresentação do básico ; Aprovação Gerencial

Fase	Documentos Técnicos	Gerenciamento
4 - Execução/Implantação		
4.1 – Projeto Executivo	IS – Isométricos ; DT – Detalhamentos (Elétrico ; Instrumentação) ; LD – Lista de documentos ; Livro de Projeto	APR / HAZOP ; Gestão de contratos
4.2 – Contratação	MD ; Planilha ; Critério de medição ; Orçamento	GPCS – Gestão de Processos de Contratação e Serviços ; Demandas Extemporâneas
4.3 – Materiais	PATEC	<i>Gestão de Materiais:</i> Reservas, Diligenciamento, Gestão de estoques, Gestão de materiais em poder de terceiros
4.4 – Obra	AS-BUILT	Apresentação dos Serviços ; APR de Obras ; Gestão de Contratos ; TOI – Transferência de Obras e Investimentos
5 – Operação	-	CEOP – Comunicado de Entrada em Operação de Projetos ; Lições Aprendidas

Tabela 1 – Requisitos por fase.

6.5. Apresentação de projeto de instrumentação e automação

Para apresentar um projeto de instrumentação e automação é necessário alguns documentos para sua elaboração, onde todos estão relacionados e têm prescrições válidas dentro das normas Petrobras, onde serão descritos a seguir.

6.5.1. – Memorial Descritivo (MD)

Deve conter a descrição, em acordo com os fluxogramas, do funcionamento da instalação, descrevendo a forma prevista de se fazer o controle, se os equipamentos operam em paralelo ou em série, o que se espera de determinado equipamento e que princípio físico ou químico o equipamento utiliza.

6.5.2. – Folha de Dados de Processo (FD)

Deve conter todas as informações de processo necessárias à seleção e dimensionamento dos instrumentos.

6.5.3. – Matriz de Causa Efeito (DE)

Deve mostrar o inter-relacionamento entre os eventos (causa) e as ações (efeito), que devem ocorrer de forma automática e controlada pelo sistema (SIS, SDCD etc.). Deve ser apresentado em uma forma matricial com as causas nas linhas e os efeitos nas colunas. Devem aparecer separadas as seqüências automáticas de parada, partida ou manobras operacionais específicas, e as seqüências de segurança, em documentos distintos ou no mesmo documento devidamente identificadas.

6.5.4. – Fluxograma de Engenharia (DE)

Deve conter as malhas de controle, indicações, alarmes e intertravamentos, explicitando as funções de instrumentos, sua identificação, localização, tipo de sinal de controle (pneumático, eletrônico e digital), tipo da instrumentação de supervisão (painel convencional, SDCD, CLP) e válvulas de segurança e alívio. Deve conter, também, notas explicativas e recomendações ou exigências do projeto básico quanto à locação ou outros requisitos pertinentes à instrumentação. Deve indicar ainda as interligações de intertravamentos e controles com as unidades fornecidas em “pacotes” e sistema de controle avançado.

6.5.5. – Descritivo de Malhas de Controle (DE)

Deve ser emitido em formulário no formato A4 e conter explicações sobre o objetivo e forma de funcionamento das malhas de controle, bem como explicitar as equações, parâmetros e algoritmos a serem ajustados nas funções envolvidas nestas malhas. Complementa e pode ser complementado pelo diagrama de controle de processo.

6.5.6. – Lista de Pontos de Ajuste (LI)

Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve conter o “tag” do instrumento, a faixa de medição do processo, o “range” do instrumento, o tipo de alarme e o valor do ajuste, em unidades de engenharia e percentagem do “range”. Devem estar nesta lista todos os instrumentos que tenham algum tipo de calibração e os que possuam alarme configurado em sistemas de supervisão, controle ou segurança.

7. Projeto BA-124 – Automação dos compressores de Santiago

O Processo do Núcleo Santiago volta-se à movimentação de gás na UN- BA e essencialmente gás natural. Portanto, é notório que se trata de um processo bastante complexo e rico em flexibilidades operacionais, que por sua vez se fazem necessárias, para a garantia de atendimento a todos os seus consumidores, sejam eles, internos ou

externos. Para melhor entendimento do seu processo, este será descrito de forma sucinta e de acordo com fluxo natural do processo.

O Núcleo Santiago recebe gás natural atualmente dos Campos: Água Grande; Rio Ventura; Sussuarana; Rio Pojuca; Fazenda Bálsamo; Fazenda Imbé; Araçás; Fazenda Pannels; Conceição; Jacuípe/ Mata; Miranga; e do GASEB. Além do recebimento de gás natural, o Núcleo desempenha o papel de recebimento de CO₂ de Camaçari, para efetuar injeção em Rio Pojuca e Buracica, e futuramente em Taquipe e Miranga.

Após o condicionamento do gás natural dos Campos, o Núcleo Santiago procede às atividades de *gas lift*, injeção de gás natural em reservatório e alimentação das Plantas de Processamento de Gás Natural (UPGN's): Catú e Candeias; além de envio de LGN (Líquido de Gás Natural), processado na UPGN de Catú, para RLAM.

O Núcleo Santiago, por movimentar gás natural de diversos Campos de Produção, necessita realizar o condicionamento de gás em diversas pressões. Essas pressões de trabalho são: 70, 100, 220, 400, 450, 700, 1000 e 1200 psig, possuindo duas baterias de Compressores para movimentação do gás: os da Alimentação e os da Recompressão

7.1. Partida dos compressores da recompressão

Os 14 compressores da recompressão ser alinhados para o sistema de 400 psig ou para o sistema de 450 psig. Esses compressores possuem dois estágios, com resfriador interestágio. A sucção de cada possui um transmissor de pressão PIT-105 para cada compressor, com tecnologia 4 a 20 mA, devido ao intertravamento configurado no CLP YC-03 para pressão muito baixa, através da chave configurada PSSL-105 (todos os compressores), com alarme PALL-105 (todos os compressores), para desligamento do compressor.

Antes da ação de intertravamento, a operação será informada da anormalidade através do alarme configurado no YC-03 PAL-105 (todos os compressores). Também foi configurado no YC-03 alarme de pressão alta PAH-105 (todos os compressores). Todos os alarmes citados acima, assim como as indicações e registros de pressão, PI-105 (todos os compressores) e PR-105 (todos os compressores), respectivamente deverão ser acessíveis a COP integrada.

Esses compressores operarão com dois níveis de pressão na sucção, fazendo com que o YC-03 deva associar quando as indicações forem em 400 psig os alarmes / intertravamento deverão ser em PALL-105 (todos os compressores) em 389 psig, PAL-105 (todos os compressores) em 392 psig e o PAH-105 (todos os compressores) em 419 psig e quando as indicações forem em 450 psig os alarmes/ intertravamento deverão ser PALL-105(todos os compressores) em 434 psig, PAL-105 (todos os compressores) em 440 psig e o PAH-105 (todos os compressores) em 465 psig.

A lógica do YC-03 contempla também o fato da máquina poder operar com quatro vasos distintos na sucção, ou seja o compressor pode ser alimentado pelo vaso 1135 (400 psig), 1136 (450 psig), o novo vaso 1158 (400 psig) e o novo vaso 1160 (450 psig). Na prática, quando a máquina for acionada pela botoeira deverá aparecer na tela do supervisor da COP Integrada a mensagem: “C-3105.13XX ALINHADO PARA QUAL ou QUAIS VASOS?” (XX variando de 01 a 14, respectivamente para cada recompressor) e a Operação deverá selecionar através das chaves manuais HS-329A/ B/ C/ D, HS-330A/ B/ C/ D, HS-331A/ B/ C/ D, HS-332A/ B/ C/ D, HS-333A/ B/ C/ D, HS-334A/ B/ C/ D, HS-335A/ B/ C/ D, HS-336A/ B/ C/ D, HS-337A/ B/ C/ D, HS-

338A/ B/ C/ D, HS-339A/ B/ C/ D, HS-340A/ B/ C/ D, HS-341A/ B/ C/ D e HS-342A/ B/ C/ D, respectivamente para os compressores C-3105.1301/ 02/ 03/ 04/ 05/ 06/ 07/ 08/ 09/ 10/ 11/ 12/ 13/ 14.

A extensão A, B, C, D das chaves, respectivamente se o compressor vai operar com o vaso 1135, 1136, 1158 e/ ou 1160. Após a seleção de qual vaso estará alinhado para o compressor o YC-03 permitirá a partida da máquina. A HS-329/ 330/ 331/ 332/ 333/ 334/ 335/ 336/ 337/ 338/ 339/ 340/ 341/ 342 (A) selecionada significa que o YC-03 deverá aplicar os intertravamentos associados ao vaso 1135, além do PSSL-105(todos os compressores) também desligar.

A HS-329/ 330/ 331/ 332/ 333/ 334/ 335/ 336/ 337/ 338/ 339/ 340/ 341/ 342 (B) selecionada significa que o YC-03 deverá aplicar os intertravamentos associados ao vaso 1136, além do PSSL-105 (todos os compressores) também desligar.

A HS-329/ 330/ 331/ 332/ 333/ 334/ 335/ 336/ 337/ 338/ 339/ 340/ 341/ 342 (C) selecionada significa que o YC-03 deverá aplicar os intertravamentos associados ao vaso 1158, além do PSSL-105(todos os compressores) também desligar.

A HS-329/ 330/ 331/ 332/ 333/ 334/ 335/ 336/ 337/ 338/ 339/340/ 341/ 342 (D) selecionada significa que o YC-03 deverá aplicar os intertravamentos associados ao vaso 1160, além do PSSL-105 (todos os compressores) também desligar. A descarga do primeiro estágio de cada compressor possui monitoramento de pressão, realizado pelo PIT-102(todos os compressores), com tecnologia *Fieldbus*[®]. Os mesmos deverão ser configurados no supervisório com indicação (PI-102 (todos os compressores)), registro (PR-102(todos os compressores)), e alarmes de pressão baixa e alta (PAL-102.(todos os compressores) e PAH-102 (todos os compressores)), para alertar a Operação da anormalidade.

Na descarga do primeiro estágio de cada compressor foi instalado um transmissor de temperatura TIT-009 (todos os compressores), com tecnologia 4 a 20 mA, devido aos intertravamentos a serem configurados no CLP YC-03 para temperatura muito alta, através das chaves configuradas TSHH-009 (todos os controladores), com alarmes TAHH-009(todos os controladores), para desligamento do compressor. Antes da ação de intertravamento a Operação será informada da anormalidade através dos alarmes configurados no YC-03 TAH-009(todos os compressores). Todos os alarmes citados acima, assim como as indicações e registros de temperatura, TI-009.(todos os compressores) e TR-009 (todos os compressores), respectivamente deverão ser acessíveis a COP Integrada.

Na descarga de cada compressor C-3105 (todos os compressores) será instalado um transmissor de pressão PIT-104(todos os compressores), com tecnologia 4 a 20 mA, devido aos intertravamentos a serem configurados no CLP YC-03 para pressão muito alta, através das chaves configuradas PSHH-104 (todos os compressores), com alarmes PAHH-104 (todos os compressores), para desligamento do compressor. Antes da ação de intertravamento a Operação será informada da anormalidade através dos alarmes configurados no YC-03 PAH-104(todos os compressores). Também foram configurados no YC-03 alarmes de pressão baixa PAL-104 (todos os compressores). Todos os alarmes citados acima, assim como as indicações e registros de pressão, PI-104 (todos os compressores) e PR-104(todos os compressores), respectivamente deverão ser acessíveis a COP Integrada.

Na descarga do segundo estágio de cada compressor foi instalado um transmissor de temperatura TIT-010 (todos os compressores), com tecnologia 4 a 20 mA, devido aos intertravamentos a serem configurados no CLP YC-03 para temperatura muito alta, através das chaves configuradas TSHH-010 (todos os compressores), com

alarmes TAHH-010 (todos os compressores), para desligamento do compressor. Antes da ação de intertravamento a Operação será informada da anormalidade através dos alarmes configurados no YC-03 TAH-010 (todos os compressores). Todos os alarmes citados acima, assim como as indicações e registros de temperatura, TI-010 (todos os compressores) e TR-010 (todos os compressores), respectivamente deverão ser acessíveis a COP Integrada.

Foram instalados sensores de vibração para alarme e intertravamento com desligamento do compressor por alta vibração em cada compressor, VSH-014 (todos os compressores), com alarmes VAH-014 (todos os compressores) acessível a COP Integrada e lógica desenvolvida pelo YC-03.

Foram instalados sensores de proximidade (deslocamento da haste), em cada cilindro, para alarme e intertravamento com desligamento do compressor por deslocamento excessivo, ZSH-002.1 (todos os compressores) (A/ B), com alarme ZAH-002 (todos os compressores) (A/ B) acessível a COP Integrada e lógica desenvolvida pelo YC-03.

Na linha de descarga de água de resfriamento de cada compressor existe uma chave de fluxo baixo (FSL-027 (todos os compressores)) que possuem seus sinais encaminhados para o YC-03 para realizar a função de intertravamento do compressor, desligamento caso seja acionada. Esses sinais, FAL-024. (todos os compressores), deverão ser acessíveis a COP Integrada. Abaixo segue a Figura 35 da tela dos compressores da recompressão.

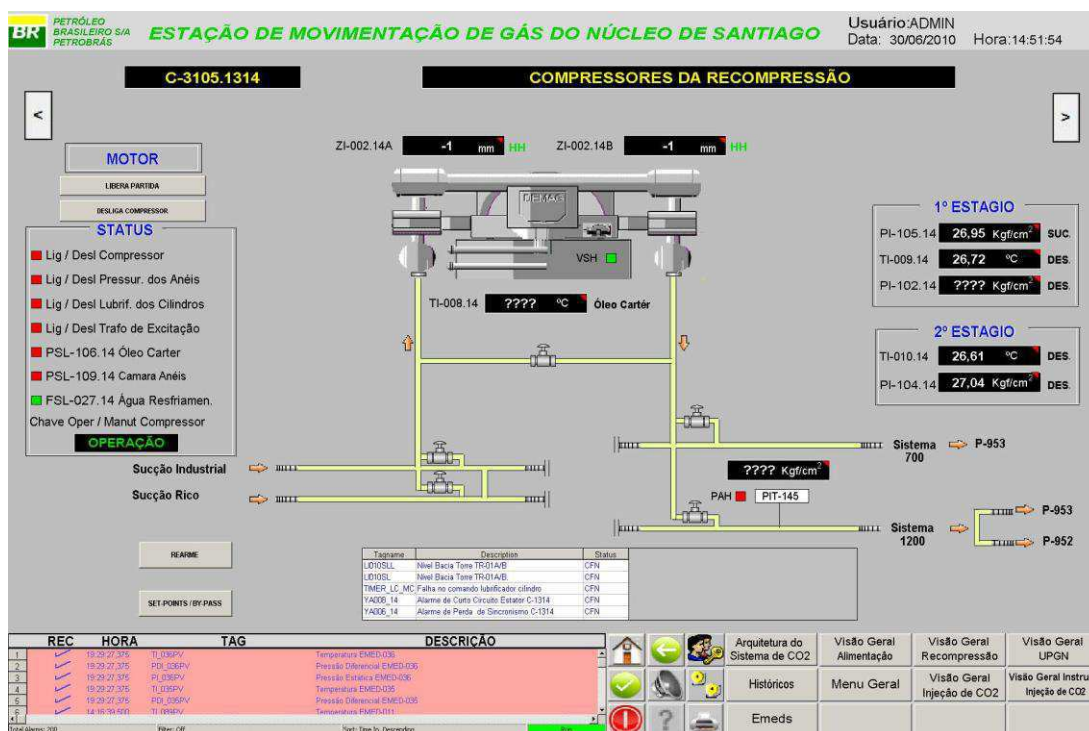


Figura 35 – Tela do compressor da recompressão.

7.2. Implementação de relés inteligentes – SIPROTEC

Foram instalados relés inteligentes para automação das unidades compressoras da Alimentação, da Recompressão e UPGN Catu para implementação do sistema de avaliação de desempenho e monitoração dos compressores e motores (sobrecorrente,

perda de sincronismo, perda de excitação, curto-circuito, seqüência de partida, falta de fase, temperatura de mancais, pressão de ar nas escovas, fator de potencia, corrente de campo e tensão do estator). E feita a interligação/ integração dos relés inteligentes via rede Profibus DP 20Mbps (fibra ótica dual) dos controladores programáveis, via concentrador com gerenciamento de rede. A Figura 36 mostra o modelo do rele digital utilizado.



Figura 36 – Rele digital -SIPROTEC.

Foram realizados testes de aceitação de campo, com o acompanhamento do corpo técnico da contratada e da Petrobras, onde foram realizados testes funcionais requeridos para verificar todos os aspectos operacionais. Caso haja desvios, devem-se ser corrigidos de imediato seja qual for a sua grandeza. Dentre os testes, podem-se citar:

- Teste de todos os pontos de entrada e saídas do sistema de intertravamento do processo dos compressores;
- Teste de todas as malhas de controle e monitoração, listas de mensagens e telas do processo, rede e sistema Fieldbus;
- Testar a base de dados do sistema supervisão, todos os drivers e todo e qualquer item necessário para o pleno funcionamento do sistema implantado.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente relatório teve como objetivo a descrição das principais atividades desenvolvidas pelo aluno durante o programa de estágio, assim como suas expectativas e opiniões a respeito da parte prática do aprendizado (estágio na área de formação).

O estágio foi realizado no campo de Taquipe (recôncavo baiano) na área de exploração e produção de petróleo e gás natural com o intuito do aluno absorver o máximo possível tanto da aplicação do conhecimento técnico na área de automação e instrumentação da Engenharia Elétrica como também de um ambiente e relacionamentos estritamente profissionais.

O programa de estágio foi composto de algumas etapas que foram muito importantes para o desenvolvimento das atividades assim como para a própria integração entre os estudantes. Dentre essas etapas, a primeira foi a ambientação. Nesta, a empresa teve como objetivo o conhecimento dos estagiários do funcionamento da empresa como um todo, culminando no encontro final dos estagiários com os respectivos supervisores.

Durante todo o trajeto do programa, ainda houve alguns encontros dos estagiários com o responsável pelo andamento do programa, Enéas G. Furtado (UO-BA/RH/DRH), como em oficinas, visitas e treinamentos. Esses encontros foram importantes, pois através deles o estagiário foi capaz de dar o feedback do andamento do estágio e esclarecer dúvidas e problemas que eventualmente apareciam.

Durante os últimos meses de estágio, o programa foi voltado à área de projetos no setor de Construção e Montagem do Ativo Processamento e Tratamento de Fluidos (ATPF/CM). Este período também foi de grande importância, pois permitiu um aprendizado mais amplo na área de instrumentação e automação supervisionado pelo Engenheiro de Equipamentos Pleno Gabriel da Silva Albuquerque da CM.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CEFET-BA. Guia para elaboração do Relatório Final do Estágio Curricular. Salvador. 1998

CERVO, A.A. e BERVIAN. P.A. Metodologia Científica. São Paulo. McGrawHill. 1983

DEMO, P. Metodologia em ciências sociais. São Paulo. Atlas. 1994

BIBLIOGRAFIA ZOCCHIO, Álvaro. Segurança e Saúde no Trabalho. Como entender e cumprir as obrigações pertinentes. São Paulo: LTR, 2000. Apostila do “Curso básico de segurança industrial” (CBASI) – dos agentes de chefia de Segurança do Trabalho da Petrobrás

