

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Antonio Rodrigues
Patricio e aprovada
pela comissão julgadora em 20/11/1996.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO


ORIENTADOR

**Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
como Requisito Parcial à Obtenção do
Título de Doutor em Engenharia de Petróleo**

**ESTUDO DE UM SISTEMA INTELIGENTE PARA ELEVAÇÃO
DE POÇOS E CONTROLE DE PROCESSOS PETROLÍFEROS**

**Autor: Antonio Rodrigues Patricio
Orientador: Celso Kazuyuki Morooka**

Novembro, 1996

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	7/Unicamp
	P274e
V.	E.
TEMPO BC/	29434
PROC.	281/97
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	16/03/97
N.º CPD	

CM-00097442-9

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

P274e **Patricio, Antonio Rodrigues**
Estudo de um sistema inteligente para elevação de poços e controle de processos petrolíferos / Antonio Rodrigues Patricio.--Campinas, SP: [s.n.], 1996.

Orientador: Celso Kazuyuki Morooka.
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Indústria petrolífera - Controle de produção.* 2. Poços de petróleo.* 3. Controle de processo.* 4. Controle automático. 5. Inteligência artificial.* I. Morooka, Celso
 * Kazuyuki. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

A dissertação "Estudo de um Sistema Inteligente para Elevação de Poços e Controle de Processos Petrolíferos", elaborada por Antonio Rodrigues Patricio e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Doutor em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 20 de Novembro de 1996.

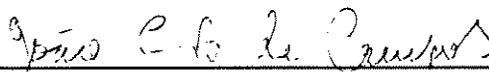
Banca Examinadora



Celso Kazuyuki Morooka, Ph. D.



Armando Freitas da Rocha, Ph. D.



João Candido Baptista de Campos, Ph. D.



Lideniro Alegre, Ph. D.



Fernando Antonio de Campos Gomide, Ph. D.

**A minha esposa e aos meus filhos, pela
coragem, paciência e dedicação.**

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Celso kazuyuki Morooka pela orientação.

Ao Prof. Dr. Armando Freitas da Rocha pelo auxílio e pelos esclarecimentos.

Ao amigo Marcos Paulo (Caco), pelo forte apoio prestado no desenvolvimento desta pesquisa.

Ao colega e amigo Attilio Triggia pelo auxílio, pela dedicação e pelas sugestões feitas a este trabalho.

Ao colega e amigo Valdir Estevan pelo apoio e pelo fortalecimento da amizade.

Ao Dr. Lideniro Alegre pelo apoio prestado.

Ao Dr. João C. B. de Campos pelo incentivo e pela participação da banca.

Ao Prof. Dr. Sergio N. Bordalo pelo apoio e pela amizade.

Ao Prof. Paulo Roberto Ribeiro pelo incentivo e pela amizade.

Ao prof. Dr. Kelsen V. Serra pelo apoio e constante incentivo.

Ao Prof. Dr. Antonio Claudio pelo apoio prestado.

Aos colegas da Petrobrás João Newton, Erardo, Luis Sergio, Edson Bolonhini, Benno, Heráclito, Eliran, Tuerte, Pedro de Paula, Eugênio, Pedro Mafra, Mauricio Marcelo, Valni, Montalverne, Yaçodara e Freire, pelo apoio e pela valiosa ajuda no experimento.

Ao supervisor e operadores da estação de Livramento da Petrobrás, que direta ou indiretamente viabilizaram este trabalho.

Ao eng. João Carlos de Lucca, Petrobrás, pelo apoio prestado.

Ao Prof. Dr. Alhanati e ao Dr. Prado pelos apoios.

Aos amigos Ivan Rizzo e Adriane pelo apoio e pela amizade.

Aos amigos do DEP/FEM pela gentileza com que sempre me atenderam.

À Petrobrás pela oportunidade e pelo suporte financeiro para este trabalho.

RESUMO

Apesar do reduzido nível dos preços atuais do petróleo cru, não parece que as oportunidades de recuperação suplementar de volumes de óleo e gás natural, tanto em reservatórios terrestres como marítimos estejam sendo abandonadas. Uma das razões é a constatação de que uma vez desmobilizada uma estação ou uma plataforma de produção, é extremamente custoso a reativação e a retomada da produção de um campo de petróleo caso os preços subissem. Nessa situação a automação é fundamental para a redução de custos.

As reservas e a produção de óleo brasileiras vêm de campos terrestres e marítimos, que produzem óleo e gás natural. A produção de vários poços (mais de 30 em média) é dirigida para estações ou plataformas, que abrigam uma planta de processo para separar óleo, gás e água, e enviar o óleo e o gás produzidos para terminais no continente.

Em uma planta de processo típica, o fluido produzido (mistura de óleo, água e gás) é coletado no "manifold" (conjunto de tubos e válvulas) e direcionado para o separador de teste (apenas um poço) e para o separador de produção (os demais poços). Este processo de separação é sensível ao nível de líquido dentro do vaso de separação e a pressão do gás. Devido a isto, são usados controladores locais para ajustar as saídas de óleo e de gás destes vasos.

Após a separação, o óleo é bombeado para oleodutos enquanto que o gás segue até o depurador, onde após retiradas as últimas gotículas remanescentes de óleo, vai preferencialmente para um compressor que o envia parte de volta ao poço para reinjeção ou para elevação artificial ("gas lift") e, eventualmente, para geração de energia elétrica. O gás remanescente é escoado via gasoduto e somente o que excede a capacidade de aproveitamento é queimado localmente.

O compressor de gás, por atuar com pressão alta, é uma unidade do processo muito sensível. A operação do "gas lift" (elevação pneumática) requer pressões consideradas altas (cerca de 1500 psi) e também, todas as atividades das plataformas (e de algumas estações terrestres) que dependem de energia elétrica fornecida por geradores de alta potência que consomem gás a alta pressão.

Assim, o desafio de melhorar, técnica e economicamente, a recuperação de petróleo de reservatórios petrolíferos é, além do emprego de técnicas avançadas de recuperação de petróleo, a redução dos custos concernentes à exploração geológica, à perfuração de poços e às instalações de produção bem como reduzir os custos específicos das operações. Estes objetivos devem ser cumpridos, a fim de que os reservatórios cheguem ao fim em seus máximos aproveitamentos.

Na extração de petróleo é necessário na maioria dos casos, acelerar a produção e, no conjunto de soluções possíveis, a instalação de bombas de fundo nos poços, é considerado um dos métodos mais eficazes. No bombeio mecânico utilizam-se hastes metálicas em movimento alternativo (bomba e hastes) que transmite potência a um pistão situado no fundo do poço.

O método de elevação de petróleo por "gas lift" é utilizado tanto em campos marítimos como em campos terrestres. Sua lenta dinâmica se constitui em um inconveniente para a realização de estudos "in situ" a cerca das condições ótimas de produção. Para aprender a operar este método e para otimizar as condições de produção

em um campo petrolífero, é necessário dispor de programas computacionais, elaborados a partir de modelos de escoamento bifásico, de reservatório e de injeção de gás. Um programa computacional inteligente que utilize as rotinas computacionais mais comumente usadas, proporcionará resultados fisicamente bem aceitáveis.

Este trabalho descreve um sistema inteligente para controle do processo de uma planta de processamento primário de óleo e gás natural, de poços equipados com "gas lift" e com bombeio mecânico. Estes dois métodos de elevação artificial são os mais usados na indústria do petróleo.

A influência de fatores não controláveis provoca nesses processos flutuações aleatórias. Com a automação da compressão de gás, do bombeio, da separação óleo/gás e dos equipamentos periféricos, os operadores simulam o funcionamento da unidade e compreendem os efeitos dos diversos parâmetros com que contam.

Baseando-se em conceitos de inteligência artificial, lógica nebulosa e sistemas neurais, é proposto o SIEP - Sistema Inteligente para Elevação de Poços e Controle de Processos Petrolíferos, um sistema para o gerenciamento integrado dos processos que envolvem a produção de petróleo.

ABSTRACT

In spite of real low prices of crude oil should not lead to reject any opportunities of recovering additional amounts of oil, both onshore and offshore fields. Indeed, once platforms or process plants have been dismantled, it is extremely expensive resume production from a reservoir.

The brazilian petroleum production comes from onshore and offshore fields, producing oil and gas. The production of up 30 wells is directed to onshore production stations or offshore platforms housing process plants to separate oil, gas and water.

In a typical process plant the produced fluid, a mixture of oil, water and gas, is collected at the manifold and it is directed to two different vessels, called test and production separators, whose purpose is to allow the gas, oil and water to be separated. This separation process is sensitive to the liquid level and gas pressure in the vessels. Because of that, local controllers are used to set up the output flow of both oil and gas.

The produced oil is pumped into pipelines whereas the gas is directed to the gas scrubber which is in charge of removing any remaining amount of oil. This process is also dependent on the liquid level and gas pressure inside the vessel, and local controllers are also used to maintain the process within desired ranges. The gas produced at this final stage is directed preferentially to a compressor to be used in the lifting process and to generate electricity.

The remaining gas production is pipelined to the continent, and any surplus concerning the pipeline capacity is locally burned. The compressor is a very sensitive unit because gas lift operation requires high pressure (around values of 1500 psi) and also, all the platforms activities are dependent on the electricity generated by powers generators operating at high gas pressure.

Hence the challenge of managing a profitable oil field production is to achieve a maximum of cost reductions linked to the exploration, to the drilling and to the exploitation of oil fields. Here it is include operating costs that play an important role. This objective must be pursued energetically so that improved operations can strongly be undertaken and the existing fields have reached the end of production.

Often, in the petroleum exploitation, it is desired to accelerate the oil production and in the whole of possible solutions, the bottomhole pump installation is considered one of the most direct and effective method. Sucker rod pumping makes use of steel rods work with alternate motion (pump and rods) which get power transfer to a plunger located on the bottomhole.

Help oil well production by gas lift is common on both, onshore and offshore oil fields. Slow dynamic is an handicap for a study of optimal exploitation conditions. To learn how to drive this process and to optimize exploitation conditions on an oil field it is possible with a set of intelligent computer program based on knowledge models of two phases flows, reservoir end gas injection. This set of intelligent software could has the correlations most commonly used in oil-gas mixture. This results are physically reasonable.

Many uncontrollable factors cause random fluctuations in the properties of a process plant. The automation program of gas compressor, transfer pumps, oil-gas separators and its attached equipments lead operators to simulate the unit operation and

to understand the effects of several parameters. Also, this software is composed of an intelligent modeling, based on a mathematical representation of physical and chemical knowledge.

Based on the above considerations, the petroleum production problems were studied by means of an integrated process evaluation of a rod pumping well, a gas lift well and a process unit for produced fluids. Using the artificial intelligent concepts as fuzzy logic and neural systems is presented SIEP, An Intelligent System for Production Lift and Process Control, aimed to do the integrated management of the petroleum production process.

NOMENCLATURA

Constantes e Variáveis

API:	American Petroleum Institute
Bo:	Fator Volume de Formação do Óleo
Bw:	Fator Volume de Formação da água
C':	Coefficiente da medição de gás (função da instalação)
Comp:	Comprimento
CPM:	Ciclos por minuto
D:	Diâmetro
deltaP:	Diferencial de pressão
Dg:	Densidade do gás
Diam:	Diâmetro
$\left(\frac{dP}{dz}\right)_A$:	Perda de carga devido a aceleração
$\left(\frac{dP}{dz}\right)_F$:	Perda de carga devido a fricção
$\left(\frac{dP}{dz}\right)_G$:	Perda de carga devido a gravidade
Dsepa:	Diâmetro do separador em pés
$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{total}$:	Perda de carga total
$\left(\frac{dv_m}{dz}\right)$:	Diferencial de velocidade da mistura
f:	Fluxo de gás
fc:	Fator de fricção de Colebrook
fm:	Fator de fricção multifásico
fo:	Fração de óleo
FW:	Fração de água
BSW:	Teor de sólidos e água no óleo
g:	Aceleração da gravidade
GV:	Válvula de gás
H:	Profundidade em pés
H _L :	“Hold up” de líquido
h _w :	Pressão diferencial em pol de H ₂ O
Lsepa:	Comprimento do separador em pés
N:	Nível em pés
Nsp:	Nível de “set point”
P:	Pressão em psi
P _{água} :	Propriedade da água
Pcal:	Pressão de calibração
PD:	Pressão de descarga do compressor
Pe:	Pressão estática
Pf:	Pressão de fluxo em psia

Pic:	Pressão inicial de cálculo (ou pressão de separação)
P _L :	Propriedade do líquido
P _{óleo} :	Propriedade do óleo
Pr:	Pressão do reservatório
Prev:	Pressão no revestimento
Prof:	Profundidade
Psat:	Pressão de saturação
Psep:	Pressão de separação
Psp:	Pressão de “set point”
PVT:	Pressão, Volume e Temperatura
Pwft:	Pressão de fundo em fluxo do poço
Pwh:	Pressão na cabeça do poço
qg:	Vazão de gás
qgt:	Vazão de gás total
qt:	Vazão total de líquido
Qga:	Vazão atual de gás em pé ³ /d
Qoe:	Vazão de óleo de entrada em bbl /d
Qoi:	Vazão de óleo inicial em bbl /d
Qos:	Vazão de óleo de saída em bbl /d
qgi:	Vazão de gás injetado
ql:	Vazão de líquido
qlsp:	Vazão de líquido de “set point”
Qoe:	Vazão de óleo de entrada em bbl /d
RAO:	Razão água-óleo
RGLT:	Razão gás-líquido total
RGO:	Razão gás-óleo
Rs:	Razão de solubilidade
T:	Temperatura ambiente
Tbase:	Temperatura da base
T _L :	Temperatura geotérmica
Tret:	Tempo de retenção
Trev:	Temperatura no revestimento
Ttopo:	Temperatura de topo
v _m :	Velocidade da mistura
Voa:	Volume de óleo atual em pé ³
Voe:	Volume de óleo de entrada em pé ³
Voi:	Volume de óleo retido no vaso em pé ³
Vos:	Volume de óleo de saída em pé ³
z:	Fator de compressibilidade do gás

Placas

AD:	Analógica-Digital
DA:	Digital- Analógica
AD_DA:	Analógica-Digital/Digital-Analógica
NST1:	Nível do separador de teste 1
PST1:	Pressão do separador de teste 1
NS1:	Nível do separador de produção 1

PS1:	Pressão do separador de produção 1
NS2:	Nível do separador de produção 2
PS2:	Pressão do separador de produção 2

Gregas

ρ_g :	Massa específica do gás
ρ_L :	Massa específica do líquido
ρ_m :	Massa específica média da mistura multifásica
$\rho_{\text{óleo}}$:	densidade do óleo
$\rho_{\text{gás}}$:	densidade do gás
μ_g :	Viscosidade do gás
μ_o :	Viscosidade do óleo com gás dissolvido
μ_{oD} :	Viscosidade do óleo morto
k:	Parâmetro do fator de fricção
k:	Coefficiente adiabático
η_{vol} :	Rendimento volumétrico

Redes

Aber:	Abertura da válvula de controle de injeção de gás
AmVN:	Abre muito válvula de nível
AmVP:	Abre muito válvula de pressão
ApVN:	Abre pouco válvula de nível
ApVP:	Abre pouco válvula de pressão
Arr_gás:	Arraste de gás
Arr_liq:	Arraste de líquido
Aum_injA:	Aumentar injeção de antiespumante
Aum_InjD:	Aumentar injeção de desemulsificante
AumM_VQgi:	Aumenta muito abertura da válvula de gás injetado
AumP_VQgi:	Aumenta pouco abertura da válvula de gás injetado
Baixa_Pwh:	Baixa pressão na cabeça do poço
Calc_Poço:	Roda o simulador OGLC
Cont_Pwh:	Continua a rede de controle da pressão na cabeça
Calc_Ql:	Calcula a vazão de líquido
Cont_Rede:	Continuação da rede
Dec_erroQl:	Decisão do erro da vazão de líquido
Derro_n:	Decisão do erro do nível
Fech_BeanPro:	Fechou “bean” de produção
Fech_val:	Fechou a válvula
FmVN:	Fecha muito válvula de nível
FmVP:	Fecha muito válvula de pressão
FpVN:	Fecha pouco válvula de nível
FpVP:	Fecha pouco válvula de pressão
InjGás_AciNec:	Injeção de gás acima do necessário
Limp_sep:	Limpar separador
Mant_VerroP:	Mantém valor do erro da pressão
Nat:	Nível atual

NmA:	Nível muito alto
NmB:	Nível muito baixo
NpA:	Nível pouco alto
NpB:	Nível pouco baixo
OutPoç_No Sist:	Outro poço no sistema
Ql_set:	“Set Point” da vazão de líquido
Pat:	Pressão atual
PmA:	Pressão muito alta
PmB:	Pressão muito baixa
PpA:	Pressão pouco alta
PpB:	Pressão pouco baixa
Prob:	Problemas
Prob_Oper:	Problemas operacionais
RedM_VQgi:	Reduz muito abertura da válvula de gás injetado
RedP_VQgi:	Reduz pouco abertura da válvula de gás injetado
Red_qgi:	Reduzir volume de gás injetado
Res_LinProd:	Restrição na linha de produção
Sep:	Separador
Superv:	Supervisor
Temp:	Temperatura
Tret:	Tempo de retenção do vaso em minutos

ÍNDICE

Título	
Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	vi
Nomenclatura	vii
Índice	xi
Lista de Tabelas	xii
Lista de Figuras	xiii
Lista de Anexos	xiv

CAPÍTULO

1. Introdução	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Revisão Bibliográfica	8
1.2.1 Automação e Controle de Processos Petrolíferos	8
1.2.2 Otimização e Controle do “Gas Lift”	12
1.2.3 Análise e Controle do Bombeio Mecânico	13
2. A Elevação de Petróleo	16
2.1 Elevação Natural	16
2.2 Elevação Artificial	17
3. O Poço de Bombeio Mecânico	19
3.1 Descrição Geral do SICAD	20
4. O Poço de “Gas Lift” Contínuo	24
4.1 Operação do Poço de “Gas Lift” Contínuo	25
4.2 Base de Conhecimento da Operação do Poço de “Gas Lift” Contínuo	27
4.3 O Controle Inteligente	30
4.4 Simulação do “Gas Lift” Contínuo	34
5. A Planta de Processo	37
5.1 Descrição da Planta	37
5.2 Operação da Planta de Processo	40
5.3 Base de Conhecimento da Operação da Planta de Processo	42
5.4 O Controle Inteligente	43
5.5 Simulação da Planta de Processo	45
6. O Experimento de Campo	47
6.1 Automação do Poço de Bombeio Mecânico	47
6.2 Automação do Poço de “Gas Lift” Contínuo	48
6.3 Automação da Planta de Processo	51
6.4 Procedimentos de Teste	53
7. Resultados	55
7.1 O Poço com Bombeio Mecânico	55

7.2 O Controle do Poço de “Gas Lift” Contínuo	56
7.2.1 A Simulação do Poço de “Gas Lift”	57
7.2.2 O Experimento do Poço de “Gas Lift”	59
7.3 O Controle da Planta de Processo	61
7.3.1 A Simulação da Planta de Processo	61
7.3.2 O Experimento da Planta de Processo	64
7.4 O Controle do Gerente	67
7.4.1 A Simulação do Gerente	67
7.4.2 O Experimento do Gerente	68
8. Conclusões e Recomendações	69
8.1 Conclusões	69
8.2 Recomendações	70
Referências Bibliográficas	71
Anexo I	76
Anexo II	80
Anexo III	94

LISTA DE TABELAS

1. Nomenclatura das Variáveis do Conhecimento
2. Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo
3. Continuação da Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo
4. Continuação da Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo
5. Continuação da Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo
6. Continuação da Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo
7. Resultados dos Testes do Poço de “Gas Lift” Contínuo
8. Escolha da Correlação para o Trecho Vertical
9. Dados do Poço de Bombeio Mecânico
10. Dados do Poço de “Gas Lift” Contínuo
11. Dados da Planta de Processo

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1: Arquitetura do Sistema Inteligente para Elevação de Poços e Controle de Processos.
- Figura 2: Desenho Esquemático do Poço Surgente.
- Figura 3: O Poço de Bombeio Mecânico.
- Figura 4: Esquema do Sistema Inteligente para Análise de Cartas Dinamométricas.
- Figura 5: O poço de “Gas Lift” Contínuo.
- Figura 6: O Sistema de “Gas Lift” Contínuo.
- Figura 7: Fluxograma de Funcionamento do Poço de “Gas Lift” Contínuo.
- Figura 8: Rede de Supervisão da Pressão da Cabeça do Poço.
- Figura 9: Rede de Supervisão da Vazão de Líquido do Poço.
- Figura 10: Rede de Diagnósticos do Poço.
- Figura 10: Rede de Diagnósticos do Poço.
- Figura 12: Rede de Ações do Poço
- Figura 13: A Planta de Processo.
- Figura 14: Fluxograma de Funcionamento do Processo.
- Figura 15: Rede de Funcionamento dos Separadores.
- Figura 16: Rede de Problemas dos Separadores.
- Figura 17: Rede de Ações do Controle do Separador
- Figura 18: Automação do Poço de Bombeio Mecânico - Detalhe do Controlador Local (SCUB).
- Figura 19: Automação do Poço de “Gas Lift” - Válvula Controladora de Injeção de Gás
- Figura 20: Automação do Poço de “Gas Lift” - Instrumentação para Aquisição das
- Figura 21: Automação do Poço de “Gas Lift” - Casa do Controle Local.
- Figura 22: Automação da Planta de Processo - Detalhes dos Separadores de Teste e de Produção.
- Figura 23: Automação da Planta de Processo - Detalhe do Depurador de Baixa Pressão.
- Figura 24: Comparação entre as Cartas Obtidas pelo Dinamômetro e pelo SICAD
- Figura 25: Carta de Fundo Calculada pelo SICAD
- Figura 26: Carta Padrão Identificada pelo SICAD
- Figura 27: Reconhecimento de Padrão pelo SICAD
- Figura 28: Quadro de Atuação e Aquisição das Variáveis do Poço de “Gas Lift” .
- Figura 29: Perturbação Externa Detectada pelo Controle.
- Figura 30: Quadro de Atuação e Aquisição das Variáveis do Poço de “Gas Lift” .
- Figura 31: Perturbação Externa Detectada pelo Controle.
- Figura 32: Quadro de Aquisição e Atuação das Variáveis da Planta de Processo.
- Figura 33: Perturbação Externa Detectada na Simulação do Controle do processo
- Figura 34: Perturbação Externa Detectada na Simulação do Controle do processo
- Figura 35: Quadro de Aquisição e Atuação das Variáveis da Planta de Processo.
- Figura 36: Perturbação Externa Detectada pelo Controle da Planta de Processo.
- Figura 37: Separador de Produção.
- Figura 38: Separador de Teste.
- Figura 39: Curvas das Válvulas de Controle.
- Figura 40: Raciocínio Nebuloso dos Controles
- Figura 41: Redes do Subsistema de “Gas Lift” Contínuo.
- Figura 42: Redes do Subsistema da Planta

Figura 43: Redes Elaboradas Para O Subsistema do Gerente.

LISTA DE ANEXOS

Anexo I: Fundamentos do Simulador do Poço de “Gas Lift” Contínuo

Anexo II: Modelagem da Planta de processamento dos Fluidos

Anexo III: Bases de Conhecimento dos Subsistemas do SIEP

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

O reduzido nível dos preços do barril de petróleo cru praticado atualmente no mundo, apesar de exigir cada vez mais a redução drástica dos custos operacionais inerentes ao óleo produzido, não parece estar provocando o abandono das oportunidades de recuperação suplementar de volumes de óleo e gás natural de campos maduros ou marginais, tanto em reservatórios terrestres como em marítimos.

Uma das razões disso é a constatação de que uma vez desativada uma plataforma ou uma instalação de produção de hidrocarbonetos, é extremamente custoso reativar a sua operação. Haja visto, um grande número de poços marginais e até mesmo plataformas ou estações de produção instalados em campos isolados (locais de difíceis acessos e/ou condições climáticas adversas, ou que produzem óleos muito pesados), que foram desativados, e muitos deles nunca mais foram postos em operação.

Estas circunstâncias demandam, sem dúvida, a otimização da produção dos campos domésticos e, concomitantemente, a descoberta de novas formas de reduzir os custos operacionais para manter a lucratividade. A operação de poços produtores e da planta de processamento em limites de economicidade nos obriga a fixar metas de redução de custos sem comprometer a garantia da qualidade dos produtos finais e a devida segurança das instalações e dos operadores.

Para cumprimento dessas metas, é necessário que o processo seja controlado dentro de uma determinada faixa de operação, onde os instrumentos, vasos e equipamentos, operem de forma adequada, e as variáveis (volumes, pressões, níveis, temperaturas e outros) sejam mantidas nos patamares de funcionamento desejados.

O aumento da complexidade destas instalações, principalmente das configurações dos processos, tem exigido cada vez mais o desenvolvimento e a implementação de sistemas avançados de automação e controle, com o objetivo de se ter um bom funcionamento integrado das unidades. Mesmo assim, as instalações de produção e processamento primário de óleo e gás natural operam continuamente sujeitas às mais variadas formas de falhas operacionais, normalmente provocadas por problemas de mau funcionamento e/ou atuação humana.

Usualmente, nas instalações de produção, a detecção, o diagnóstico e as ações de correção são tarefas dos técnicos que operam o campo, cabendo aos mesmos diagnosticar e agir conforme o conhecimento e a experiência adquiridos ao longo do tempo. No entanto, as estatísticas têm mostrado que nem sempre os operadores que mais dominam tecnicamente essas operações estão presentes quando da ocorrência das falhas, acarretando com isto, erros nos diagnósticos e atrasos na execução das ações.

Pelos motivos expostos, tem-se observado uma acentuada inclinação para a pesquisa e o desenvolvimento de sistemas de detecção e diagnóstico automático de falhas em processos dessa natureza. Embora existam várias formas consideradas eficientes para automação de poços e processos, uma das mais importantes e segura, segundo os resultados obtidos até o momento, é a automação inteligente e integrada destas instalações.

Embora o "gas lift" contínuo e as plantas de processo venham sendo usados como técnica de elevação artificial de petróleo e de processamento de fluidos há muitos anos, as características de instabilidade, de não-linearidade e de dependência do tempo

destes sistemas permitem o desenvolvimento de modelos que podem ser simulados para prever todas as grandezas importantes.

1.1 OBJETIVOS

Na Figura 1 mostra-se a arquitetura do Sistema Inteligente para Elevação de Poços e Controle de Processos Petrolíferos (SIEP), que consiste basicamente em um conjunto de programas computacionais integrando o sistema de controle dos processos de elevação artificial de petróleo e uma planta de processo. Este sistema utiliza-se dos conceitos de redes neurais simbólicas para a implementação do raciocínio especializado para a tomada de decisões. Em linhas gerais o sistema é constituído de:

- uma base de dados que utiliza o conceito de programação orientada por objetos, para organizar os dados em fichas, as fichas em pastas, as pastas em gavetas e as gavetas em armários;
- uma base de conhecimento que utiliza o conceito de sistemas neurais simbólicos para implementar o raciocínio que o especialista usa na tomada de decisão;
- um módulo sensorial que usa os conceitos de sistemas neurais simbólicos para reconhecimento de padrões das informações adquiridas dos poços e do processo.

Em sua configuração, o sistema SIEP possui quatro subsistemas que são: o sistema de controle do bombeio mecânico (SICAD), um módulo para controle automático das operações de um poço de “gas lift” contínuo, um módulo para controle também automático de uma planta de separação óleo-gás e, finalmente, um módulo para gerenciar automaticamente todas as operações envolvidas no processo de produção de petróleo. O SIEP atua basicamente na detecção de problemas fornecendo diagnósticos e recomendando ações para esses diagnósticos.

Foram realizados experimentos do sistema em campo. Estes testes incluíram uma série de inovações na atividade de automação e controle de poços e de processos. Dentre elas destacam-se: o gerenciamento simultâneo das operações dos subsistemas envolvidos, a interação do operador com os programas computacionais (“softwares”) desenvolvidos, e os testes com novos componentes de instrumentação de poços, principalmente para o bombeio mecânico.

A interação do operador de produção com o sistema inteligente é uma das mais importantes inovações conseguidas através deste estudo, uma vez que os sistemas disponíveis comercialmente, alguns ainda em testes nas instalações dos campos produtores nacionais, não permitem a intervenção do operador durante o funcionamento.

O sistema é basicamente constituído de:

- a) um microcomputador tipo industrial, para o controle da operação da planta de processo;
- b) um segundo microcomputador, de escritório, para o gerenciamento da operação a nível do escritório central do SICAD e para gerenciar os diagnósticos de problemas e as ações correspondentes, da unidade de processo e do poço de “gas lift” contínuo;
- c) um terceiro microcomputador também industrial, para a operação do controle local do poço de “gas lift”.

O sistema SICAD foi utilizado como subsistema do SIEP, para validação da proposta do subsistema de gerenciamento. O controle local do SICAD é feito através do periférico SCUB (“hardware” dedicado para o controle da unidade de bombeio), um controlador lógico programável (CLP), portando um programa de controle inteligente, desenvolvido exclusivamente para a operação e o controle de um poço de bombeio mecânico.

Na Figura 1, a seguir, a nomenclatura para as abreviações utilizadas é: BM para Bombeio Mecânico GL para “gas lift” e o Controle Local do Bombeio Mecânico representado pelo SCUB é “Parte do sistema SICAD”.

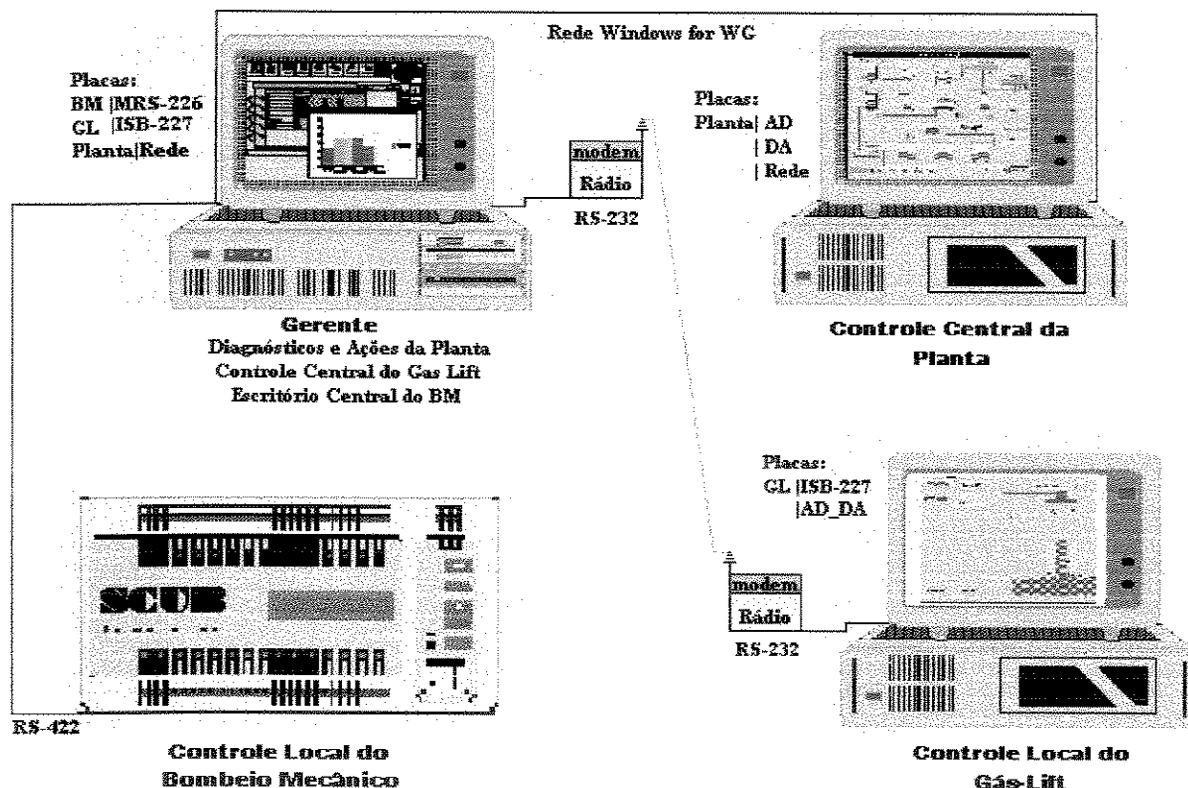


Figura 1: Arquitetura do Sistema Inteligente para Elevação de Poços e Controle de Processos (SIEP).

Como já foi mencionado, o sistema SIEP abrange quatro subsistemas integrados observando-se que cada subsistema comunica-se com supervisor central remoto na concepção proposta. O grande mérito deste módulo supervisor é possibilitar a utilização desta técnica de controle à distância, para operar um equipamento de bombeio de líquido e/ou de compressão de gás instalados em locais isolados, em um campo produtor terrestre, que pode operar desabilitado, ou até mesmo em uma plataforma de produção, que também tenha condições de operar desassistidamente.

A operação deste sistema inteligente é baseada principalmente no subsistema de gerenciamento das atividades, que processa a parte inteligente (diagnósticos e ações) dos controles da planta e do “gas lift”, e ainda processa as operações do escritório central do sistema SICAD. Desta forma, permite-se uma maior rapidez aos microcomputadores dos

outros subsistemas, principalmente o da planta de processo, que depende de velocidade para executar as atuações nas válvulas de controle das saídas de fluidos dos vasos.

Em caso de ocorrência de algum problema na operação do poço de “gas lift” ou no funcionamento da planta de processamento, o módulo gerenciador pode tomar decisões consideradas mais globais destacando-se entre estas as seguintes: abrir ou fechar poço de óleo, dependendo da necessidade operacional do processo, reduzir o escoamento de gás para consumo externo da estação ou para a venda, em caso de redução na produção de gás, abrir ou fechar poço de gás não associado, nos casos de parada do compressor ou excesso de disponibilidade de gás, e solicitar a partida ou parada das bombas fora do horário de rodízio, em caso de possibilidade de haver derramamento do óleo que está nos tanques.

As principais tarefas idealizadas para o subsistema de gerenciamento das operações (SIEP - Gerente) do protótipo do SIEP são:

para o poço de “gas lift” (subsistema SIEP - “Gas Lift”):

- . abrir e fechar o poço;
- . checar a vazão de gás injetado;
- . atualizar os testes de produção do poço;
- . acessar a tela do poço com os valores atualizados das variáveis;
- . mostrar os gráficos de tendências das variáveis.
- . ativar e desativar o controle do poço

para o poço de bombeio mecânico (sistema SICAD):

- . ligar e desligar o poço;
- . adquirir carta dinamométrica continuamente;
- . solicitar carta dinamométrica periodicamente.

para a planta de processo (subsistema SIEP - Planta):

- . “shutdown” (parada total da planta);
- . retornar à operação.

Além disso, o SIEP - Gerente tem as funções de ativar e de desativar as malhas de controle (“loops”), que foram desenvolvidas com o objetivo de executar simultaneamente a supervisão de forma contínua do funcionamento dos controles inteligentes dos outros subsistemas.

A base de conhecimento com as redes e as identificações dos diversos programas utilizados na elaboração do gerente, estão descritas no Anexo III.

As informações para a formação da base de dados e de conhecimentos, necessárias para o projeto e desenvolvimento dos controles inteligentes integrantes dos subsistemas de “gas lift”, da planta e do supervisor, foram provenientes de consultas às seguintes origens:

- . especialistas em operações de poços e processos;
- . literatura especializada nos assuntos;
- . resultados das simulações e do experimento de campo.

O sucesso da implementação e o correto funcionamento do sistema, estão relacionados ao bom resultado da aquisição dos conhecimentos do "gas lift" e do processo. Neste sentido, a atuação do especialista é de fundamental importância em algumas etapas do desenvolvimento do controle, pois dele solicita-se os mais profundos conhecimentos do funcionamento dos sistemas de produção. Isto se deve ao fato de que nos controles são considerados aspectos operacionais bastantes intrínsecos ao funcionamento dos sistemas de produção.

É função do especialista também, verificar se os dados mostrados pelo sistema são aceitáveis, se os tempos de processamento dos controles são adequados ao funcionamento dos sistemas de produção automatizados, se os principais problemas foram contemplados, e se a interface com o usuário está de acordo com os requisitos projetados e esperados e se o sistema responde com qualidade as perturbações do processo.

Por outro lado, a literatura especializada nos assuntos envolvidos constituiu-se também numa importante fonte de conhecimento para o desenvolvimento deste trabalho.

Os simuladores construídos no desenvolvimento da presente pesquisa, assim como os resultados do experimento de campo realizados, também serviram para melhorar os conhecimentos do sistema inteligente de controle, considerando-se que houve interações entre estas partes, bem como se verificou detalhes operacionais do poço de "gas lift" e do processo, não contemplados inicialmente e observados durante o desenvolvimento. Estas informações possibilitaram um melhor conhecimento sobre o funcionamento destes sistemas de produção e de processamento de petróleo.

Finalmente, este trabalho tem como objetivo principal o estudo de um sistema de controle e diagnóstico inteligente de falhas para utilização na operação e gerenciamento integrado de quatro subsistemas: poços de "gas lift" contínuo e bombeio mecânico, plantas de processamento primário associadas a estes poços e módulos integradores e gerenciadores das operações. O estudo foi elaborado com base nas seguintes etapas:

1. desenvolvimento de programa computacional para cálculo e simulação do comportamento dos poços e da planta, e para validação e testes do sistema em laboratório. Isto implicou no estudo do comportamento de fluxo e de controle, de um poço de "gas lift" contínuo, de um poço de bombeio mecânico e do processo correspondente. Foram desenvolvidos modelos hidrodinâmicos para a simulação dos poços e da planta variante no tempo;
2. construção de protótipos dos processos em laboratório, para facilitar o desenvolvimento dos sistemas inteligentes de controle dos três subsistemas em estudo. Para tanto, foram utilizados microcomputadores, onde foram instalados, testados e validados o programa de simulação do poço de "gas lift", o simulador da planta de processo, e o programa de bombeio mecânico (sistema SICAD) junto com o "software" de gerenciamento. Este último encarregado da ativação e do controle dos três subsistemas citados. O sistema completo foi denominado SIEP (Sistema Inteligente para Elevação de Poços e Controle de Processos Petrolíferos);
3. experimento de campo para a validação do SIEP. Instalou-se transmissores e atuadores eletro/pneumáticos, sensores elétricos de posição e de carga e ainda, sensores eletro/pneumáticos de baixa e alta pressão nas facilidades que compõem os sistemas do experimento. Controle do nível, pressão e vazão do processo de separação; pressão, vazão e temperatura do poço de "gas lift" contínuo; e carta dinamométrica,

rotação e vazão do poço de bombeio mecânico. A implementação e os testes de campo foram conduzidos à medida que os testes em laboratório demonstraram a viabilidade do sistema aqui proposto. No campo vários ajustes e calibrações, foram necessários para adequar o sistema testado em laboratório;

4. discussão e análise dos dados obtidos em campo.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diz-se que um campo produtor de petróleo e gás natural tem sua produção automatizada quando a aquisição de dados, a atuação das válvulas e a supervisão dos poços e da planta de processo (localizados em terra ou fora da costa) são executadas por instrumentos e equipamentos auto controláveis.

Segundo Rossi (1986), a utilização da automação nesta atividade objetiva principalmente o aumento da produtividade do campo através da manutenção da produção com a redução das equipes de operação (ou aumento da produção com o mesmo contingente operacional), o acompanhamento mais preciso dos poços e do processo (em um sistema automatizado as anormalidades no funcionamento são detectadas rapidamente) e a maior continuidade operacional em locais isolados.

Patricio (1992) enfatiza que o uso da automação em um campo de petróleo visa também o aumento da produtividade, pelo acréscimo e otimização da produção, devido a continuidade operacional, a redução de custos e a otimização da manutenção dos equipamentos.

Só na década de 50 se observou um certo avanço na automação de campos de produção de hidrocarbonetos, com o aparecimento de relés elétricos e controles hidráulico e pneumático. Ainda nesta década houve também o desenvolvimento de sistemas de monitoração de algumas variáveis de processo, usando sinalização luminosa e alarmes para detecção de anormalidades. A idéia central era (e ainda é) a automação e o controle de poços e seus processos a fim de otimizar a produção, uma vez que é impraticável conseguir a maximização da vazão de um campo produtor controlando manualmente a produção de vários poços e o funcionamento dos vasos da planta.

Em seu trabalho, Rossi (1986), acrescenta que a automação de campos petrolíferos começou a se consolidar realmente na década de 60, com o advento do “transistor” e dos circuitos integrados, que proporcionaram o surgimento de sistemas de controle centralizados de pequeno e grande portes. Em continuação, é visto que nas décadas de 70 e 80, os computadores de portes mini, médio e até grande, dominaram as chamadas automações convencionais dos campos petrolíferos dos países mais desenvolvidos, com resultados considerados bons em relação aos investimentos efetuados, ocasionando principalmente melhorias das condições operacionais.

Na conclusão de sua pesquisa, Rossi (1986) acrescenta que a década de 80 foi marcada pela inclusão oficial do monitoramento e do controle automatizado dos processos como parte integrante dos projetos elaborados e executados pelas Companhias para os campos produtores de petróleo. Lembra ainda o autor que, nesse período, as plantas de processamento automatizadas tinham seus controles descentralizados, passando o computador (micro ou estação) central a monitorar e atuar nas diversas atividades através de microprocessadores distribuídos pelo campo.

1.2.1 Automação e Controle de Processos Petrolíferos

As citações iniciais que vão do período 1940 a 1996, relativas ao tema em desenvolvimento, são atribuídas a Stanton (1989), que fez um apanhado geral da evolução e do estado da arte no mundo, dos sistemas convencionais de automação e controle desenvolvidos para plantas de processamento de petróleo consideradas simples e complexas.

No período de 1940 a 1950 os gerentes de operação não viam com bons olhos a centralização das decisões operacionais em uma sala de controle, uma vez que os processos eram considerados simples (os operadores tinham somente de 10 a 20 malhas de controle para supervisionar). Além disso, as cartas circulares dos medidores, os registros dos tanques e as análises dos produtos feitas em um laboratório central eram suficientes para o preenchimento dos relatórios de balanços materiais. Esta década foi a de desenvolvimento dos controles proporcional, integral e derivativo (PID), e dos controles de malha única ("single loop").

De 1950 a 1960 os processos químicos emergiram fazendo com que a técnica exercesse um certo compartilhamento com os processos da indústria do petróleo, gerando com isto as chamadas plantas petroquímicas. As dificuldades encontradas na especificação das misturas dos produtos aceleraram o desenvolvimento dos analisadores em linha com o processo ("on-line"). Este período foi marcado pelo aparecimento dos transmissores, das linhas de transmissão, dos analisadores em linha com o processo ("on-line") e das malhas ("loops") de controle eletrônicas.

Com a disponibilidade destas facilidades, os processos tornaram-se mais complexos e mais malhas de controle eram requeridas, o que tornou essencial a centralização das decisões em salas de controle. Foram necessários os desenvolvimentos de sensores e transmissores das variáveis de processo e atuadores para as válvulas de controle, a fim de enviarem as variáveis à estação central e corrigirem os desvios nos valores destas variáveis. Como estas válvulas de controle eram operadas pneumaticamente, os sistemas de controle restantes eram também pneumáticos por natureza.

Na década de 1960 a 1970 surgiu o computador digital para controle de processo, fato que ocasionou uma imediata revolução nesta área. Eram muitos os problemas a serem resolvidos e durante os primeiros anos grande parte foi solucionada com a utilização dessa invenção. Durante este tempo os instrumentos convencionais foram miniaturizados e os operadores supervisionavam cada vez mais um número crescente de malhas de controle nos processos.

Os alarmes tornaram-se mais importantes, visto que o operador não era capaz de acompanhar de perto tantos sistemas de controle ("loops") e, portanto, precisava de ajuda para manter sua atenção nos problemas da área. Os analisadores em linha ("on-line") tornaram-se mais confiáveis e eram usados como guias de operação. Estes novos componentes necessitavam de projetos especiais de instalação e manutenção, pois os meios de redundância ("back-up") aumentaram consideravelmente.

Nesse ínterim, os controladores lógicos programáveis (CLP's) foram substituindo os velhos sistemas de relés lógicos. A consolidação da sala de controle para tomadas de decisões e os sistemas de informações gerenciais começaram a ser vistos cada vez mais nas plantas de processamento.

Durante os anos de 1970 a 1980, todos os itens mencionados nos períodos prévios foram aperfeiçoados e utilizados. A pressão pela troca total dos controles hidráulicos e pneumáticos para controles eletrônicos tornou-se muito forte. Surgiram então os controles microprocessados distribuídos, os computadores digitais começaram a fazer controles em linha ("on-line") e as plantas começaram a operar com monitores com tubos de raios catódicos coloridos (CRT's) como interfaces para os operadores.

Considerando que as salas de controle eram distantes dos processos e que o operador ficava confinado com seus CRT's, um enlace de rádio para o homem de campo era essencial. Os microprocessadores começaram a aparecer em todos os tipos de

instrumentação e a conexão (“link”) de dados entre os meios computacionais tornou-se necessário. Estes meios digitais tinham muitos tipos de linguagens de programação e os enlaces de comunicação todos os tipos de protocolos e rotinas de checagem de erros.

Na década de 1980 a 1990, chegou-se a um projeto de sistema de controle de processo híbrido (pneumático/eletroeletrônico) e/ou totalmente eletroeletrônico, com unidades remotas distribuídas nas unidades da planta e a estação de interface mostrando todos os “status” considerados importantes (vasos e equipamentos) do processo.

De 1990 a 1996, os projetos de sistemas de controle eletroeletrônicos evoluíram de tal forma que se partiu para uma padronização do produto final. Nos dias atuais, a supervisão e a automação do controle de processos fazem parte dos projetos mais modernos desenvolvidos pelas Companhias que atuam na indústria do petróleo.

Segundo Kane (1987), o que caracterizou principalmente este período da automação convencional dos processos foi a decisão do controle e a atuação dos instrumentos feitas localmente, o que não comprometeu no entanto, a modernização dos sistemas de automação e serviu de grande ajuda para a supervisão das operações. Em continuação ao seu trabalho, Kane destaca também nesta fase a importância dada à manutenção e ao treinamento, devido ao aumento da complexidade das unidades dos processos e do número de instrumentos com conceitos de projetos novos e antigos.

Considerando que as citadas automações das plantas de processamento evoluíram na classe chamada convencional e que esta pesquisa tem como proposição um estudo de controle inteligente de variáveis para os poços e para os processos, esta revisão passa, a seguir, a tratar dos trabalhos desenvolvidos na área de inteligência artificial aplicada à área da petroquímica.

No trabalho desenvolvido para auxílio aos controles avançados e convencionais Kane 1989 (nova edição do trabalho anterior), declara que a inteligência artificial tem o potencial desenvolver mais o controle de processo nos próximos dez anos em relação ao potencial dos microprocessadores nos dez anos passados. Os protocolos de automação podem fazer pelos sistemas digitais o que a alimentação de 3 a 15 psi fez pelos sistemas pneumáticos e também a alimentação de 4 a 20 ma fez pelos sistemas analógicos-eletrônicos.

De acordo com McCulloch (1943) e Hebb (1949), nos anos 40 começaram os estudos dos sistemas computacionais com inspiração em modelos biológicos. Recentemente, já a partir dos anos 80, as pesquisas por estes sistemas conexionistas vêm aumentando sistematicamente, como resultado de maior entendimento das potencialidades e das limitações inerentes a estes sistemas Kneigt (1994).

Rocha (1992) propôs um modelo de neurônio artificial que é utilizado na parte de raciocínio e tomada de decisão deste trabalho. Segundo Serapião (1996), este neurônio usa os conhecimentos da fisiologia da sinapse, o que o torna um processador potente, que combina os processamentos sinápticos elétrico e químico e, permite os processamentos numérico e simbólico.

Em seu trabalho, Rocha (1992) denota que a teoria de redes neurais surgiu na década de 1950 como uma primeira tentativa para o desenvolvimento de sistemas inteligentes artificiais. Declara ainda que a proposição básica destas redes é a de simular os processos usados pelo cérebro na solução de problemas de reconhecimento de padrões, de controle e de raciocínio e que a associação de neurônios possibilita a montagem de uma rede neural (ou neuronal), que realiza tarefas que exigem processamentos simbólico, numérico e/ou ambos. Serapião 1996 lembra ainda que cada neurônio da rede possui uma família particular de transmissores, receptores e

controladores, com funções bem definidas. Continuando, 1992 Rocha enfatiza que um sistema neural pode ser visto como um conjunto de agentes que se organizam, para executar uma tarefa através da rede de conectividade entre os neurônios. Conclui o autor que um neurônio é um elemento composto de um agente processador e de um agente distribuidor de informações.

O aparecimento de novas estruturas para as redes neurais artificiais Hopfield (1982) e Lipmann (1987), a consolidação dos algoritmos de aprendizado e o surgimento de microprocessadores cada vez mais eficientes foram os fatores que mais ajudaram no emprego das redes neurais nessas atividades da engenharia.

Segundo Lee (1990), uma rede neural simbólica (com o algoritmo inerente ao processo) ou uma rede neural numérica (com o algoritmo “backpropagation” por exemplo) pode ser usada em conjunto com um controlador nebuloso para reduzir os tempos de processamento e atenuar os problemas de memória computacional necessária à aplicação. Acrescenta ainda o autor que uma vez treinada a rede neuronal, é muito mais rápido conseguir os resultados com ela do que consultar uma tabela especializada (“look-up table”), que pode ser muito extensa se o nível de quantização for grande e/ou a partição nebulosa for muito fina.

Teixeira (1993) estabeleceu dois propósitos diferentes a serem utilizados no desenvolvimento de sistemas automáticos. No primeiro enfoque são usados métodos de análises quantitativas com base na modelagem (dinâmica) do processo e nas relações analíticas dos dados da planta. No segundo propósito, continua Teixeira, os problemas acima têm suas resoluções estudadas via a inteligência artificial, através das redes neurais ou neuronais, segundo Himmelblau, (1990) e Hoskins, (1991) e dos sistemas especialistas com base no conhecimento, conforme Tzafestas (1989). Em sua grande maioria, continua Teixeira, os processos analisados não são lineares e variam com o tempo, e os trabalhos de modelagem até então disponíveis apresentam incertezas, acarretando muitas vezes problemas na utilização desses métodos.

Ainda neste contexto, Isermann (1984) e Frank (1990) discorreram sobre a utilização das técnicas de análise quantitativa da automação dos sistemas de tratamento de falhas baseados na dinâmica e nas relações de redundância dos dados do processo, lembrando os mesmos que se usa largamente observação e filtragem na estimativa das principais variáveis do processamento.

Dando continuidade a seu trabalho, Teixeira (1993) enfatiza que, no âmbito dos processos petroquímicos, existe na atualidade um conhecimento bem definido, com relação aos processos unitários, aos instrumentos utilizados e aos equipamentos intrínsecos baseados no desenvolvimento físico-químico das unidades envolvidas. Acrescenta também o autor que além desse tipo de conhecimento, denominado de conhecimento analítico, existe ainda o conhecimento operacional registrado através do tempo pelos técnicos envolvidos com o funcionamento da planta de processamento em diversas situações.

Conforme Patricio (1992), a detecção e o diagnóstico de falhas são eficazmente empregados com a utilização dos conhecimentos anteriormente descritos. Os sistemas que empregam estes métodos usam convencionalmente as técnicas dos sistemas especialistas em conjunto com as técnicas de tratamento de sinais e alguns outros métodos do domínio da engenharia.

Destaca ainda Teixeira (1993) que os sistemas especialistas desenvolvidos não excluem as técnicas quantitativas anteriormente citadas e, ao contrário, um dos grandes méritos de uso dos sistemas baseados em conhecimento é a utilização de diferentes

idéias com vistas aos resultados previstos. Os valores adquiridos via placas analógicas/digitais e redes de comunicação, e pela supervisão do sistema, através dos transmissores instalados nos diversos instrumentos espalhados nos poços e no processo, indicam para o sistema de controle e diagnóstico se há alguma anormalidade nos poços ou no processo.

Em caso positivo, prossegue Teixeira (1993), o gerente do sistema é comunicado de tal forma que localize a falha e execute as devidas atuações através de instrumentos apropriados. Ao localizar o problema, o próprio gerente executa uma tomada de decisão indicando as ações de correção, apontando as intervenções mais corretas no sentido de eliminação da falha e do retorno do poço e/ou do processo às condições normais de operação.

Na conclusão de seus trabalhos de pesquisa, Patricio (1992) e Teixeira (1993) lembram que as ações acima descritas podem perfeitamente exigir uma parada do poço (ou dos poços) e até mesmo da planta de processo correspondente, e podem também exigir um novo ajuste do ponto de operação, com a definição de novos valores de ajustes (“set points”) das variáveis para os instrumentos do poço e dos vasos da planta.

Apesar da identificação de um número significativo de trabalhos publicados nesta área, a grande maioria se refere a automação e controle convencionais de plantas de processamento de petróleo.

1.2.2 Otimização e Controle do “Gas Lift”

Na operação de poços equipados com “gas lift” contínuo é recomendado que o gás natural seja injetado de maneira a se obter a máxima vazão de líquido, tendo em conta as condições mecânicas do poço, as propriedades dos fluidos produzidos e as limitações inerentes ao reservatório. Considerando que as propriedades dos fluidos e as variáveis do reservatório mudam inevitavelmente no decorrer do tempo, tem sido impraticável conseguir a operação manual deste sistema de elevação artificial mantendo a produção de líquido otimizada ao longo do tempo.

Após o dimensionamento e implementação de um sistema de “gas lift” contínuo, é necessário o acompanhamento imediato das variáveis operacionais medidas na superfície. De posse destes resultados, tenta-se deduzir o que acontece no fundo do poço. Este procedimento é conhecido como análise (ou verificação) do “gas lift” contínuo.

Motta (1987) e Fagundes (1988) lembram que pode-se fazer a análise do “gas lift” executando-se cálculos manuais, com o uso de ábacos e diagramas publicados na literatura apropriada, porém com bastante limitações, principalmente no tocante ao tempo gasto e ao esforço envolvido.

Investigando o trabalho de pesquisa de Rossi (1986) sobre o assunto, conclui-se que as primeiras tentativas de automação de poços e processos petrolíferos foram feitas antes da década de 50 com a utilização de componentes mecânicos, com vistas a otimizar as operações e reduzir a atuação dos operadores. Constata-se nesta referência que, desde essa época, os mais diversos programas computacionais com fins de calcular e de otimizar a produção por “gas lift” de poços vêm sendo desenvolvidos e que sistemas automáticos de controle e de medição do gás injetado, estão evoluindo cada vez mais.

Em continuação, registra também Rossi (1986) que vários poços de “gas lift” contínuo com seus respectivos processos foram automatizados, convencionalmente, nos

campos de Elk Basin (E.U.A) em 1966, Amal (Líbia) em 1967, Pégasus (E.U.A) de 1965 a 1968, Smyer (E.U.A) em 1969, Hastings (E.U.A) em 1970, Claymore (U.K) em 1977, dentre outros, com resultados de produtividade considerados bons. Em conclusão ao seu trabalho, Rossi 1986 destaca que as automações acima se referem basicamente ao monitoramento de algumas variáveis dos poços e a atuação propriamente dita nas válvulas dos processos que recebem estes poços, com vistas a otimizar as produções.

No acervo da pesquisa nesta atividade, registra-se o trabalho de Patricio (1992), que desenvolveu um sistema especialista para resolução de problemas em plantas de processo interagindo com um poço de “gas lift” em plataformas marítimas, usando técnicas de redes neurais simbólicas, de lógica nebulosa e de inteligência artificial distribuída. Embora em condições de utilização nas operações que envolvem as atividades interligadas ao processo, o sistema foi usado somente para simulações das operações em laboratório.

Em continuidade a seu trabalho, observa ainda Patricio (1992) que, mesmo considerando o fato de os instrumentos e os equipamentos de “hardwares” e os programas de cálculos utilizados na automação inteligente serem os mesmos usados na automação convencional, o “software” de controle é inédito, devendo seu registro bibliográfico ter começado com a publicação deste trabalho.

Pode ser ainda destacado nesta área o trabalho de Moreno, Martinez, e Maggiolo (1994), que abordou a aplicação de algoritmo genético à distribuição do gás para “gas lift”, com o uso de busca inteligente em populações fixadas e operadores genéticos. Os autores enfatizam que esta técnica permitiu a otimização individual da produção de líquido dos poços, a adequação ao número de poços do gás disponível para elevação e a construção, pelo sistema, de curvas típicas de performance de cada poço.

1.2.3 Análise e Controle do Bombeio Mecânico

Há consenso na literatura especializada de que o bombeio mecânico é o método de elevação artificial para poços de produção de petróleo mais utilizado no mundo. A modelagem para a análise e o controle deste sistema vem sendo tentada desde o início da implementação e do funcionamento do mesmo nos campos produtores.

Gilbert (1936) reporta a medição de cargas na coluna de hastes na profundidade de assentamento da bomba, medição esta que gerou o registro da chamada “carta dinamométrica de fundo” do poço, carta esta (atualmente calculada) em utilização até o presente momento nos sistemas computacionais convencionais e inteligentes que tratam do assunto.

Em seu trabalho de pesquisa Corrêa (1995) destaca que no período de 1936 a 1965 foram publicados vários trabalhos no âmbito da produção de petróleo sobre investigações dos detalhes da análise do bombeio mecânico, representando um avanço razoável nesta área.

Mas foi somente a partir de 1966 devido a Gibbs e a Neely, (1966) que a análise do bombeio mecânico pôde contar com a modelagem matemática do cálculo das cargas de fundo, fato este que viabilizou o surgimento de vários programas (e sistemas) computacionais com este objetivo.

Continuando ainda em sua pesquisa, Corrêa (1995) lembra que até a década de 80 (especificamente até 1987) a análise do bombeio mecânico, embora já com o uso de computadores, era feita com a utilização de métodos matemáticos e baseada principalmente na leitura visual da carta dinamométrica de superfície.

No final dos anos 80 foi desenvolvido pela Companhia Baker e implementado em vários países um sistema de automação convencional para o bombeio mecânico, que se destacou por adquirir localmente a carta dinamométrica de superfície, calcular a carta de fundo correspondente, e analisar estas cartas, fazendo o controle de bombeia-desliga (“pump-off”) do poço.

A fase de utilização da inteligência artificial como ferramenta de análise do bombeio mecânico teve início em 1987 com Foley e Svinos (1987), que desenvolveram um sistema especialista com este fim, usando o reconhecimento de padrões de cartas dinamométricas com o auxílio da estatística e de regras de produção baseadas em conhecimentos de especialistas no assunto. No ano de 1988 Derek dissertou sobre a proposição da adoção de uma metodologia para a aquisição do conhecimento de especialistas no método de elevação por bombeio mecânico e as regras de produção desenvolvidas para a operação deste sistema de elevação artificial.

Em seguida, Keating, Laine e Jennings (1989) propuseram um método numérico de reconhecimento de padrões para cartas dinamométricas de superfície, implementado em um sistema especialista. No ano seguinte, Rogers, Guffey e Oldham (1990), também propuseram um sistema de reconhecimento de padrões, usando redes neurais numéricas. Seguindo esta mesma linha de raciocínio Tenório e Alegre (1990) estudaram e mostraram a viabilidade de instalação de controladores locais inteligentes, adquirindo e monitorando de forma contínua a carta dinamométrica de superfície dos poços, para auxílio ao pessoal de operação no campo.

O destaque do ano de 1991 foi o trabalho de Schirmer, Gray e Toutain (1991), que propuseram o uso da supervisão e do “blackboard” em um sistema especialista de análise de cartas dinamométricas. Em 1992, o próprio Schirmer, junto com Bernard e Penguern, volta a propor o uso da teoria de sistemas distribuídos para o mesmo fim.

O ano de 1993 pode ser considerado o ano da consolidação da inteligência artificial aplicada ao bombeio mecânico. Diversos sistemas foram desenvolvidos usando os conceitos de redes neurais (simbólicas e numéricas), lógica nebulosa, algoritmo genético, lógica proposicional e regras de produção baseadas na geometria da carta dinamométrica. Neste ano, Ge, Qi e Pan (1993), propuseram o reconhecimento de padrões de cartas dinamométricas baseado no conceito de “clusters” nebulosos. Nazi, Ashenayi e Lea (1993), também propuseram redes neurais híbridas com o algoritmo “backpropagation” para diagnose do sistema de bombeio mecânico.

Em continuação, Martinez, Moreno e Castilho (1993) apresentaram um sistema de busca profunda envolvendo algoritmos genéticos para estruturar um sistema que gera, ao mesmo tempo, várias propostas de dimensionamento para o bombeio mecânico. MacAllister (1993), descreveu sobre um sistema inteligente que interpreta o resultado de cartas dinamométricas e diagnostica problemas na bomba usando lógica proposicional.

Ainda neste ano de 1993, Alegre, Morooka e Rocha (1993), desenvolveram e implementaram, a partir do ano seguinte, um sistema inteligente para cartas dinamométricas (Sicad), baseado em redes neurais (simbólicas) e lógica nebulosa, cuja principal arquitetura envolve o uso do controlador local inteligente ligado (via cabo e/ou rádio) a um escritório central onde as cartas com problemas são analisadas em detalhes. Este sistema também se destacou por adquirir e monitorar localmente, através do controlador inteligente, a carta dinamométrica de superfície, calcular a carta de fundo correspondente, e analisar estas cartas no controlador local (se nos padrões residentes), e/ou no escritório central (onde os padrões residentes são bem variados), permitindo ainda o controle de “pump-off” do poço.

Finalmente, também no ano de 1993, Choi (1993), apresentou um sistema especialista, em fase de implementação, para análise de cartas dinamométricas de superfície (digitalizada) e de fundo (calculada), que executa o reconhecimento de padrões por meio de regras que se baseiam na geometria das cartas.

CAPÍTULO 2 - A ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO

Nas várias fases de produção de um campo de petróleo é preciso adotar, com um certo grau de precisão, o modo mais adequado de drenar os reservatórios através de poços. Para tanto, é necessário conhecer bem os mecanismos que regem o fluxo de óleo, do gás natural e da água ainda na rocha reservatório na subsuperfície, passando pelo poço, e elevando os fluidos até as facilidades de produção na superfície.

2.1 Elevação Natural

No período inicial de produção do poço, o reservatório tem a pressão necessária para superar as perdas de carga geradas na rocha reservatório (meio poroso), na coluna de produção e nas instalações de superfície, caracterizando com isto a etapa denominada de “surgência”. Ao produzir óleo, água e principalmente gás, o reservatório depleta e a produção do poço decresce acentuadamente, sendo necessário então adicionar energia ao sistema por meio de um método de elevação artificial e/ou de recuperação suplementar.

Devido ao acima exposto e considerando o aspecto econômico envolvido nos investimentos a serem adotados, a otimização do período de surgência do poço e a definição quanto a adoção do método de elevação mais apropriado ao mesmo são bastante relevantes, implicando fortemente no conhecimento completo dos mecanismos de funcionamento do poço e do processo.

Na Figura 2 é mostrado o esquema de uma instalação de produção por elevação natural, cujo sistema é dividido em três partes principais:

- . o meio poroso (reservatório);
- . a coluna de produção;
- . a linha de surgência.

O meio poroso, onde há o escoamento de fluidos a partir do limite da área de drenagem em direção ao poço, é representado pela curva de vazão de óleo em condições de superfície “versus” a pressão disponível no fundo do poço (“Inflow Performance Relationship” /IPR), que depende diretamente da capacidade do reservatório, ou seja, de variáveis tais como: mecanismo de fluido, permeabilidade, pressão média, e das propriedades do óleo, do gás e da água confinados no reservatório.

Na busca de explicitar analiticamente o comportamento dos reservatórios usando as curvas de IPR Vogel 1968, Fetkovich 1973 e Wiggins 1993, destacaram-se na literatura com trabalhos nesta área. Em caso de necessidade de um estudo mais detalhado sobre o assunto, estes trabalhos podem e devem ser consultados.

Na coluna de produção é onde escoam os fluidos do fundo do poço até a superfície de forma natural ou artificial. Na elevação artificial há elementos que providenciam energia adicional ao sistema. Esta energia a mais é normalmente gerada na superfície, e transmitida ou injetada para o poço.

É na linha de surgência que os fluidos escoam do poço até os vasos separadores, os quais fazem parte da planta de processamento primário de óleo instalada no campo produtor.

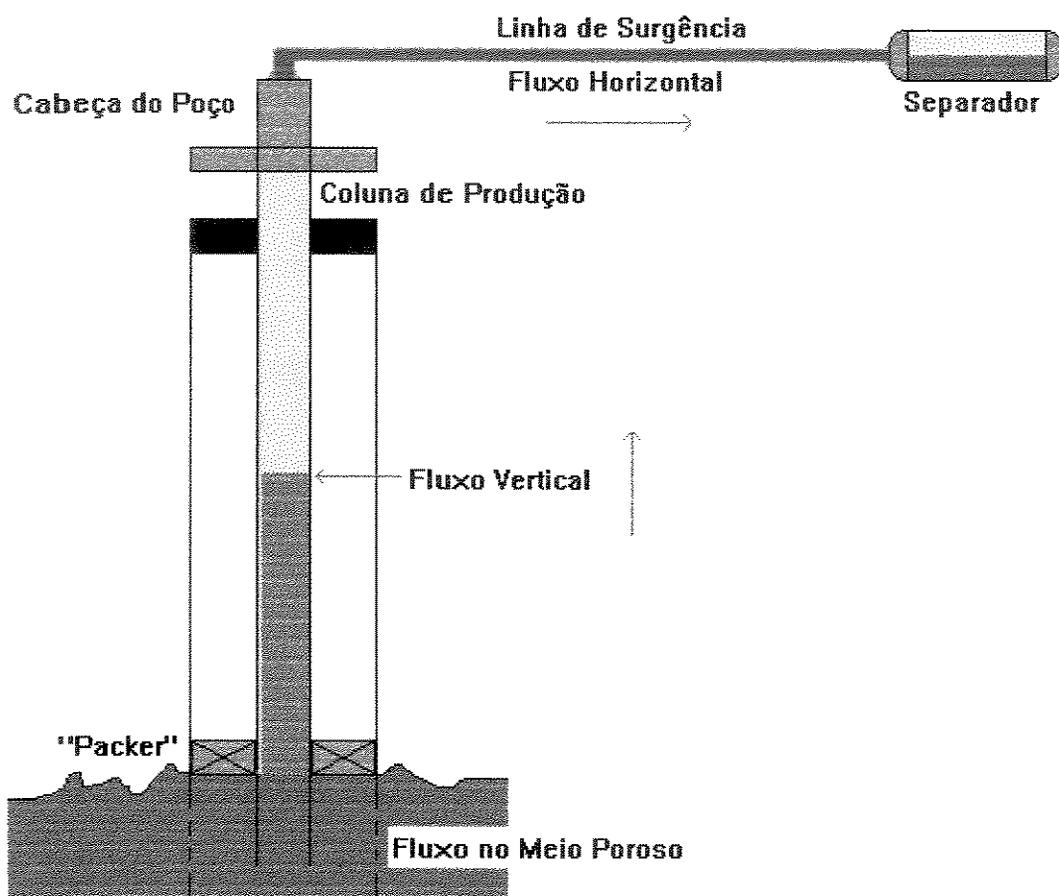


Figura 2: Desenho Esquemático do Poço Surgente.

2.2 Elevação Artificial

Com vistas a retornar o poço à operação após o cessamento da etapa de surgência, ou até mesmo elevar a sua produção, faz-se necessária a instalação de um método de elevação artificial de petróleo no mesmo. O método de elevação é selecionado tendo em conta as características dos fluidos produzidos e, principalmente, as vazões esperadas de óleo, gás e água. Os métodos de elevação artificial utilizados na indústria de petróleo nacional são: bombeio mecânico, “gas lift” contínuo, “gas lift” intermitente convencional, “gas lift” intermitente com pistão, bombeio centrífugo submerso, bombeio de cavidades progressivas, e “pig lift”.

Considerando que os métodos de elevação por bombeio mecânico e por “gas lift” contínuo estão descritos nos Capítulos seguintes, serão comentadas as limitações inerentes aos outros sistemas de elevação artificial de fluidos não inseridos neste trabalho.

Os métodos “gas lift” intermitente convencional e com pistão têm suas instalações limitadas pela profundidade (poços pouco profundos) e pela produção de óleo (pequenas vazões e baixa RAO). O bombeio de cavidades progressivas também tem sua instalação limitada pela profundidade (poços pouco profundos). O bombeio centrífugo submerso é limitado pelas características dos fluidos produzidos (não pode haver a presença de

sólidos), pela presença de gás (só se aplica à baixas razões gás-óleo) e pela vazão de líquido (recomendado para poços de altas vazões de líquido).

Quanto ao "pig lift", ainda é considerado um método em fase de testes, tendo obtido excelentes resultados em poços terrestres e, atualmente, está sendo testado em poços marítimos com resultados até o momento considerados muito bons.

Considerando a explanação acima e tendo em conta a confiabilidade e versatilidade das instalações, o bombeio mecânico e o "gas lift" contínuo, respectivamente, são os métodos de elevação artificial mais utilizados no país e no mundo em poços de petróleo, apesar de em certos casos as instalações serem até mais complexas em relação aos outros sistemas.

Neste trabalho, a escolha de um poço equipado com bombeio mecânico e um poço produzindo por "gas lift" contínuo para o experimento teve como base o adiantado grau de automação inteligente do bombeio mecânico (sistema SICAD), à necessidade de desenvolvimento de programas computacionais de cálculos e controle (no caso inteligente) para o "gas lift" contínuo e a existência dos dois métodos no mesmo campo e com o mesmo processo de separação dos fluidos.

CAPÍTULO 3 - O POÇO DE BOMBEIO MECÂNICO

Na concepção para o sistema integrado de supervisão e controle de poços e processos, proposto no presente estudo, é parte dos propósitos o gerenciamento do controle e diagnóstico inteligente do poço produzindo por sistema de bombeio mecânico. Utiliza-se como parte integrante do sistema SIEP, o SICAD (Alegre, Morooka e Rocha 1993).

O bombeio mecânico é o método mais usual de elevação artificial de petróleo, sendo o maior em número de unidades instaladas em poços produtores dentre os diversos métodos de elevação existentes, no cenário mundial (Figura 3). O sistema consiste em: unidade de bombeio, motor, redutor, coluna de hastes, coluna de produção, coluna de fluido e bomba de fundo.

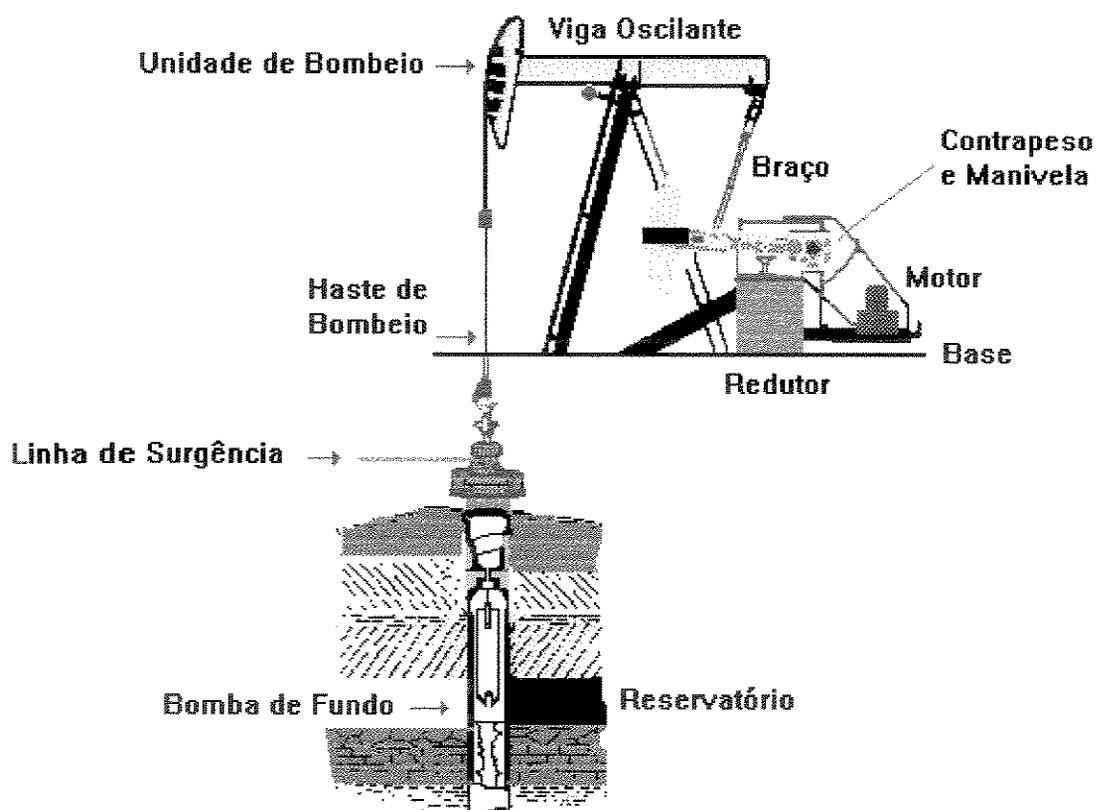


Figura 3: O Poço de Bombeio Mecânico.

A unidade de bombeio é o componente que providencia potência para a coluna de hastes. Esta unidade converte o movimento de rotação do motor em movimento alternativo, e transmite esse movimento às hastes. Basicamente é composta de uma base, de uma estrutura com uma viga oscilante e de um redutor. A viga é conectada à manivela por meio de dois braços e a unidade recebe contrapesos na viga ou na manivela para contrabalançar as cargas do poço.

Os motores utilizados para funcionamento da unidade de bombeio podem ser de acionamento elétrico ou de acionamento a explosão. Os motores a explosão são geralmente empregados em campos onde não existe energia elétrica.

O redutor se caracteriza por um conjunto de engrenagens que tem como função reduzir a velocidade de rotação do motor para um valor conveniente da ordem de 8 - 30 RPM.

A coluna de hastes é responsável pela transmissão da potência fornecida na superfície para a bomba de fundo. Essa potência é aplicada em uma extremidade da coluna de hastes e usada na outra, onde é fixado o pistão da bomba. A durabilidade da coluna de hastes é de suma importância para o sistema, sendo portanto seu dimensionamento um dos pontos críticos do projeto.

A tubulação de produção é o conjunto de tubos dentro do qual opera a coluna de hastes e fluem os fluidos desde a bomba até a superfície. As principais características de especificação desta coluna são: o diâmetro interno, o diâmetro externo e a quantidade total de tubos.

Os fluidos produzidos óleo, gás e água e também os materiais abrasivos como areia e outros sólidos, exercem um papel muito importante neste método de elevação, uma vez que os mesmos estão diretamente relacionados com a eficiência do bombeio. As propriedades mais importantes dos fluidos produzidos são: a viscosidade, a densidade, e a quantidade de gás existente em solução bem como, a corrosividade dos fluidos. Estas propriedades são bastante dependentes da temperatura, o que implica no conhecimento da mesma.

A bomba de fundo usada no bombeio mecânico é do tipo alternativa de simples efeito que bombeia em um único sentido do curso, e é constituída principalmente de: camisa, pistão e válvulas. A camisa é um tubo com revestimento interno de material endurecido, o pistão é do tipo inteiriço e as válvulas são a de pé, fixa no tubo de produção, e a de passeio, que viaja com o pistão.

Estas bombas de subsuperfície podem ser ainda do tipo tubular ou insertável. As bombas tubulares são assentadas diretamente na coluna de tubos, e só podem ser sacadas dos poços com a retirada total das colunas de produção. Quanto às bombas insertáveis, são assentadas pela coluna de hastes e podem ser sacadas dos poços apenas com manobras das colunas de hastes.

3.1 Descrição Geral do SICAD

O sistema inteligente para análise de cartas dinamométricas SICAD, já operacional, e atualmente em fase final de testes, tem como objetivo principal automatizar e controlar poços de petróleo que produzem por bombeio mecânico.

O sistema de diagnóstico e controle utiliza dos conceitos de inteligência artificial, lógica nebulosa e redes neurais simbólicas (Alegre, Morooka e Rocha 1993).

Para a análise do bombeio mecânico são fundamentais a avaliação dos seguintes parâmetros:

Dados do reservatório:

- . pressão estática;
- . curva de IPR.

Características dos fluidos produzidos:

- . densidade ou grau API do óleo;
- . presença de contaminantes sólidos e/ou corrosivos.

Componentes de superfície (se referem a unidade de bombeio):

- . capacidade estrutural ;
- . capacidade ao torque;
- . curso;
- . posição dos contrapesos;
- . potência e corrente do motor.

Componentes de subsuperfície:

- . tubulação de produção (diâmetro, peso e número de tubos);
- . coluna de hastes (diâmetro e quantidade de cada tipo de haste);
- . bomba de fundo (tipo, diâmetro do pistão, comprimento da camisa e profundidade);
- . canhoneio (profundidade dos perfurados);
- . profundidade do fundo do poço.

Características operacionais do sistema:

- . pressão no revestimento;
- . frequência de bombeio (CPM);
- . nível de fluido no espaço anular;
- . pressurização da coluna de produção;
- . registro das cargas atuantes na unidade de bombeio.

Dados dos testes de produção:

- . pressão na cabeça do poço;
- . vazões de óleo, gás e água;
- . razão gás/óleo (RGO);
- . produção de água (BSW ou FW);

O sistema SICAD admite como concepção três possíveis arquiteturas básicas de operação do bombeio mecânico que são: o controle local, o escritório central e a unidade portátil tipo microcomputador (Figura 4).

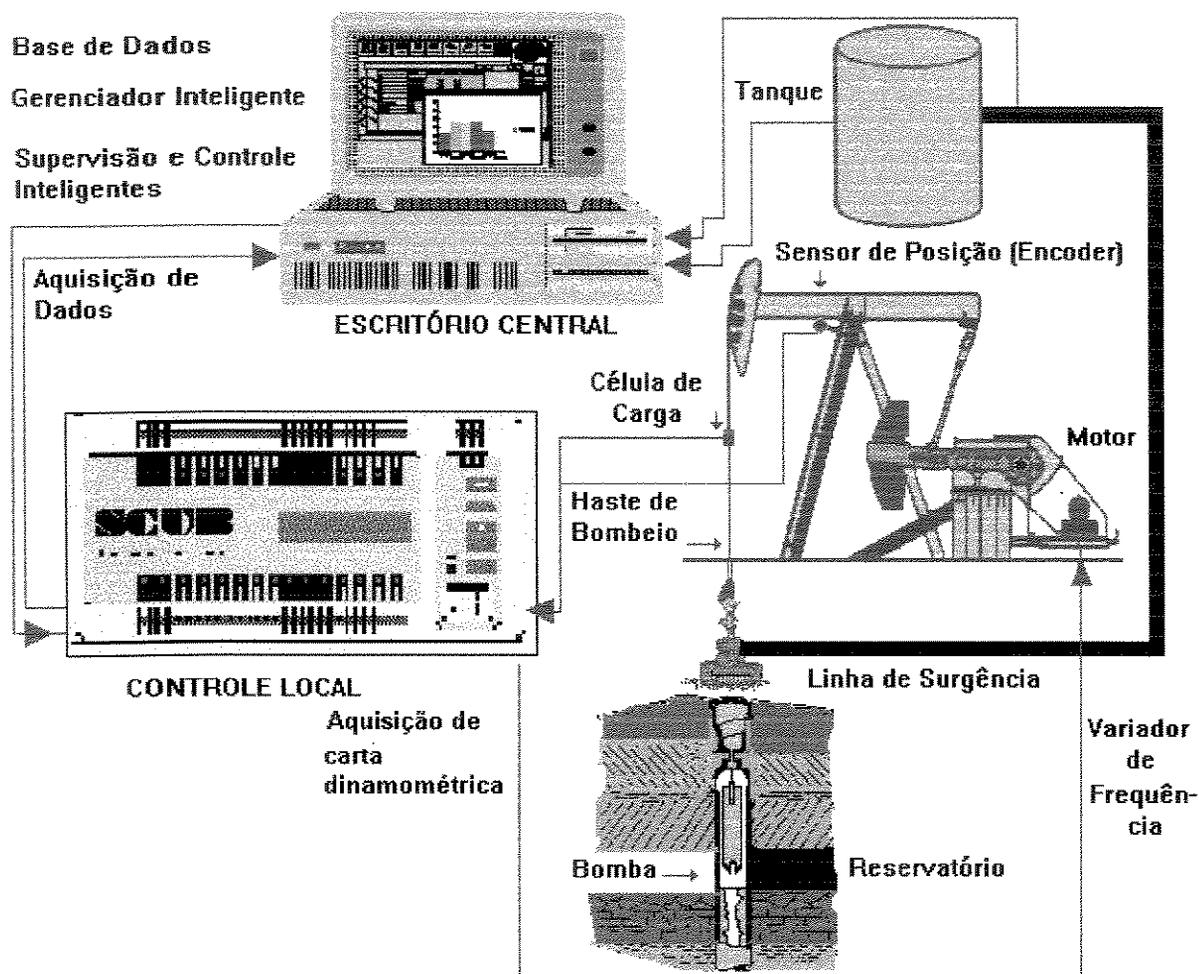


Figura 4: Esquema do Sistema Inteligente para Análise de Cartas Dinamométricas

Para execução das tarefas de reconhecimento de padrões e emprego do raciocínio especializado, o SICAD usa duas famílias de redes neurais simbólicas. Após a aquisição da carta dinamométrica de superfície e o cálculo da respectiva carta dinamométrica de fundo, as redes de reconhecimento de padrões reconhecem o formato da carta dinamométrica de fundo e ativam, se necessário, as redes do raciocínio especializado.

As redes de raciocínio mimetizam o raciocínio do especialista em bombeio mecânico, usando a classificação da carta dinamométrica provida pelo reconhecimento de padrões e os parâmetros de operação dos poços para diagnosticar e atuar nas condições de bombeio.

Feito o diagnóstico, o sistema pode agir através do escritório central, ligando e desligando o motor da unidade de bombeio, ou corrigir localmente alguns problemas usando um algoritmo que atua num equipamento variador de frequência para modificar as condições de bombeio, aumentando ou reduzindo a velocidade de bombeamento (CPM), ou também, ligando e desligando o motor da unidade de bombeio em caso de violação de cargas (Asmann e Bolonhini, 1994).

O controle local do sistema consiste de um controlador inteligente da unidade de bombeio denominado SCUB (sistema de controle de unidade de bombeio) que, uma vez ligado a uma célula de carga e a um sensor de posição (“encoder”), executa a aquisição contínua da carta dinamométrica de superfície através de medições das cargas na coluna de hastes na respectiva posição do ciclo de bombeio (Figura 4). Neste equipamento estão instalados o algoritmo de cálculo da carta de fundo, a base de dados contendo os dados do sistema de bombeio mecânico instalado e um grupo de padrões de cartas de fundo.

As redes neurais instaladas reconhecem o padrão da carta dinamométrica de fundo, checam possíveis violações nos equipamentos de superfície e subsuperfície do poço e avaliam as condições do bombeio. Usando o quadro de comando da própria unidade de bombeio ou o variador de frequência o controlador pode parar o poço, em caso de violação de cargas; aumentar a frequência de bombeio, em caso de carta que indique que a produção pode ser acrescida (formato cheio); ou reduzir a frequência de bombeio, em caso de carta que indique que a produção pode ser decrescida, acusando formatos de “pump-off” (cartas com formatos de pancada de fluido acentuada) ou cartas com formatos de pancada total de fluido ou seja, “pump-down” (Alegre, Estevam e Patricio, 1995).

O escritório central consiste de um conjunto de programas computacionais e arquivos de dados e de padrões de cartas dinamométricas instalado em um micro na sala de operação para realizar as tarefas executadas rotineiramente pelos técnicos responsáveis pela análise do bombeio mecânico (Figura 4). Este modo de operação analisa o sistema de bombeio mecânico de forma bem mais completa que o controle local.

A aquisição da carta em linha (“on line”) com o funcionamento do poço, as bases de dados dos poços sempre atualizadas, e a disponibilidade de um maior número de padrões permitem um melhor manuseio dos dados, implicando em diagnósticos bem mais amplos.

O enlace via rádio e/ou cabo entre o controle local e o escritório central, possibilita o envio de novos dados a partir do escritório central. Por outro lado, o fato de se poder digitalizar ou usar o seletor eletrônico (“scanner”) para aquisição da carta dinamométrica de superfície viabiliza a análise pelo escritório central de poços onde não se justifica a instalação do controlador local (Corrêa, 1995).

O microcomputador portátil é utilizado quando da chamada “atuação isolada” do sistema SICAD. Esta atuação se dá quando o poço opera só com o controlador local e os problemas são detectados quando da ida do técnico ao poço. Neste modo de operação a carta dinamométrica de superfície é o dado disparador para análise.

CAPÍTULO 4 - O POÇO DE "GAS LIFT" CONTÍNUO

A produção de petróleo em campos terrestres e marítimos é cada vez mais acentuada e o "gas lift" contínuo (GLC) se consolidou como uma forte alternativa (principalmente para reservatórios localizados fora da costa), como método de elevação artificial para os poços produtores.

Este número crescente de poços e a localização dos mesmos em sítios de difíceis acessos ou em áreas praticamente isoladas reduz poços em produção com condições otimizadas de operação por um longo período de tempo. Esta situação leva à procura de uma forma dos poços se ajustarem automaticamente a diferentes condições de operação quando da ocorrência de perturbações no sistema.

O "gas lift" é a forma de elevação artificial que mais se aproxima do processo de surgência natural. Este método pode ser considerado até mesmo uma extensão do regime natural de fluxo (Brown, 1984).

O sistema de GLC (Figura 5) é recomendado tanto para aumentar a produção de poços surgentes, como para promover a produção de poços sem condições de surgência.

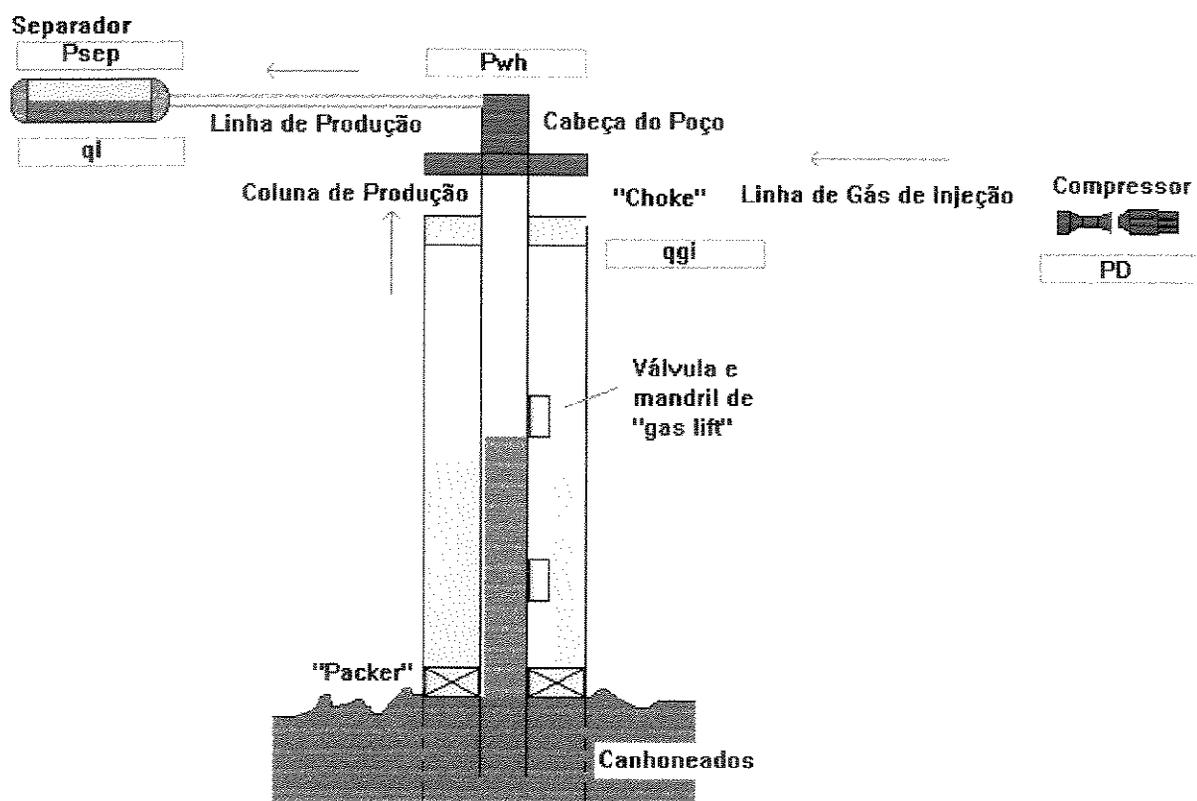


Figura 5: O poço de "Gas Lift" Contínuo.

Por ser contínua a injeção de gás na coluna, torna-se uma continuação do próprio fluxo multifásico natural, daí decorrendo sua ampla aplicação como método de elevação artificial de fluidos em poços produtores de petróleo (Martins, 1991). O sistema é composto dos seguintes elementos: fonte de gás de alta pressão, “choke” de superfície, coluna de produção, válvulas de “gas lift” e mandris.

A função de cada um desses elementos no sistema de “gas lift” contínuo está devidamente detalhada na literatura desse método de elevação artificial.

O método de elevação por “gas lift” contínuo consiste da injeção contínua de gás natural em um ponto da coluna de produção, a fim de que com o aumento da razão gás-líquido se consiga uma redução no gradiente de pressão de fluxo promovendo uma maior produção de líquido do reservatório. Quanto mais profundo for injetado o gás, maior será a vazão de óleo produzida. Devido às limitações de disponibilidade da pressão do gás de injeção, são instaladas válvulas de “gas lift” na coluna de produção, de forma a se conseguir a descarga do poço e permitir ao gás, chegar ao ponto de injeção do projeto.

Na fase de colocação de um poço de GLC em produção, o gás é injetado a alta pressão na superfície de encontro ao fluido de completação (amortecimento) que se encontra no espaço anular e na coluna de produção do poço, com o objetivo de se reduzir o diferencial de pressão entre o reservatório e o poço. O mecanismo implica em que o gás empurre o fluido de amortecimento via os mandris de descarga cujas válvulas, abertas no início da operação, fecham-se devido à redução da pressão do gás no espaço anular, ao tempo em que a próxima válvula situada mais abaixo é descoberta pela ação do gás.

4.1 Operação do Poço de “Gas Lift” Contínuo

Com a chegada do gás na válvula operadora (assentada no mandril mais profundo da coluna de produção), a injeção se dá estritamente neste ponto, pois as válvulas situadas acima da operadora deverão permanecer fechadas. As válvulas de “gas lift” têm proteção contra reversão de fluxo (“check valves”) e são previamente calibradas com as devidas pressões de atuação. A Figura 6, representa a descrição operacional da operação do sistema de controle um poço de “gas lift” contínuo.

As condições operacionais de um poço de GLC são definidas basicamente pela pressão na cabeça do poço, pela vazão de líquido produzido e pela vazão de gás injetado.

A pressão na cabeça do poço é ajustada com base nos resultados do teste de produção do mesmo. Quando essa pressão sofre modificação para mais ou para menos em seu valor, a vazão de líquido é reduzida, o que implica na necessidade de correção na vazão de gás injetado.

Essa correção é feita modificando-se, na superfície, a abertura do restritor (“bean”) de injeção de gás se o controle for manual, ou modificando-se automaticamente a abertura da válvula de controle do gás injetado, se o controle for automático.

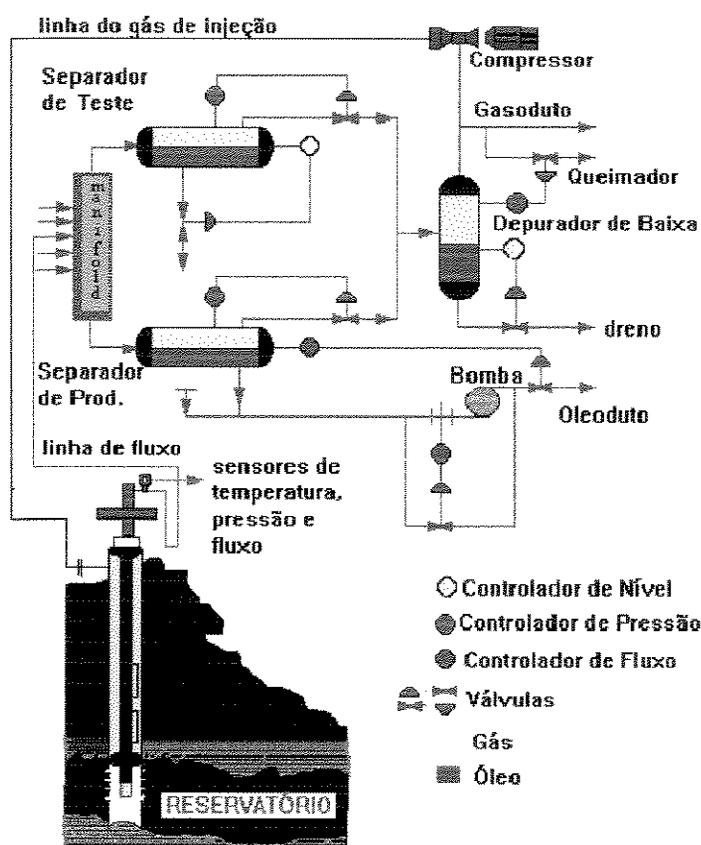


Figura 6: O Sistema de “Gas Lift” Contínuo.

O controle automático pode ser convencional ou inteligente. Se o controle for inteligente, após a correção da abertura da válvula de controle o sistema investigará a existência de problema e em caso positivo, emitirá um diagnóstico. Em caso da emissão de um diagnóstico, o sistema ainda recomendará uma ação de correção, que deverá ser adotada pelo pessoal de operação.

Sintetizando a descrição operacional acima, a Figura 7 apresenta o fluxograma de funcionamento do poço de “gas lift” contínuo. Este fluxograma foi utilizado no desenvolvimento do controle inteligente do poço de “gas Lift”.

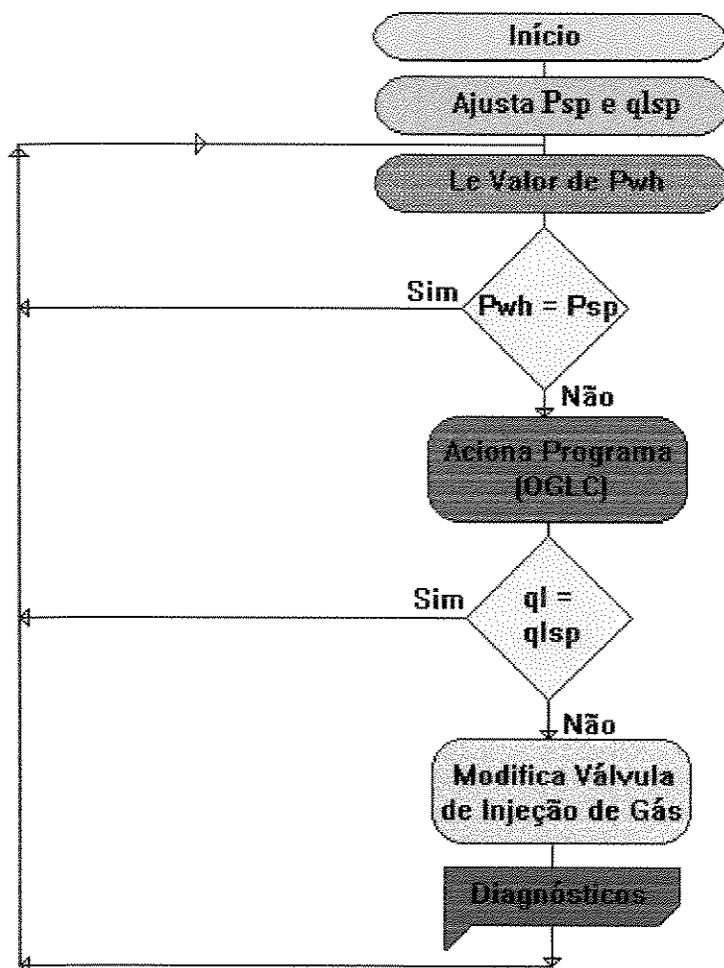


Figura 7: Fluxograma de Funcionamento do Poço de “Gas Lift” Contínuo.

4.2 Base de Conhecimento da Operação do Poço de “Gas Lift” Contínuo

Os conhecimentos do especialista utilizados para implementação do subsistema de controle e monitoração do poço de “gas lift” estão resumidos nas Tabelas 2, 3, 4 e 5.

A tabela 1 mostra as variáveis utilizadas e as suas respectivas nomenclaturas:

Tabela 1: Nomenclatura das Variáveis do Conhecimento

pressão na cabeça	Pwh	restringidor de tubulação	“bean” ou choke”
pressão no revestimento	Prev	operação com arame	“wire line”
vazão de líquido	ql	obturador	“Packer”
vazão total de fluidos	qt	razão gás-óleo	RGO
vazão de gás injetado	qgi	válvula de subsuperfície	SSSV
vazão de gás total	qg	partida do poço de “gas lift”	“kick off”
diferencial de pressão	deltaP	“gas lift”	GL
pressão de calibração	Pcal	razão água-óleo	RAO
aumentou	Aum	reduziu	Red
manteve	Mant	oscilou	Osc

Tabela 2: Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo

Variáveis (Pwh) (Prev)	Diagnósticos	Causas Prováveis/ Evidências	Ações_Controle/ Programa
Aum Aum (Alta contra pressão na cabeça do poço - ql ou qt inadequada)	Alta Pressão no Separador	Perturbação à jusante da válvula de controle de gás do vaso / Houve redução do qgi.	Observar gerenciador planta-poços. Rodar programa OGLC para verificar instabilidade.
	Restrição na Linha de Produção	Formação de parafina, “scale” ou depósito de areia / Houve redução de ql (ou qt).	Checar deltaP na linha e ql (ou qt). Consultar histórico de passagem de “pig” no poço.
	Fechamento do “bean” de produção	Bloqueio súbito total da linha de produção	Abrir totalmente o “bean” de produção na superfície.
	Injeção de gás acima do necessário	Falha momentânea do “bean” de injeção de gás / Houve aumento do qgi.	Rodar OGLC para achar deltaP no trecho horizontal.
	Outro poço foi adicionado ao sistema	Houve aumento do qg.	Se confirmado, ajustar o sistema de “gas lift” para esta nova situação. Medir qt.

Tabela 3: Continuação da Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo

Variáveis (Pwh) (Prev)	Diagnósticos	Causas Prováveis/ Evidências	Ações_Controle/ Programa
Red Red (Queda brusca da produção)	Obstrução no “bean” do gás de injeção	ql (ou qt) , a pressão e a temperatura do revestimento são bruscamente reduzidas	Rodar OGLC para confirmar hidrato. Se positivo, Remover restrição.
	Redução excessiva do gás de injeção	Houve redução na disponibilidade do gás para o “gas lift”	Verificar a causa. Corrigir, Aumentando qgi.
	Formação plugueada	A produção é bruscamente reduzida / o qgi aumenta	Intervir com sonda, para limpeza do poço.

Tabela 4: Continuação da Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo

Variáveis (Pwh) (Prev)	Diagnósticos	Causas Prováveis/ Evidências	Ações Controle/ Programa
Mant Aum (Comunicação entre o revestimento e o “tubing” - ql ou qt inadequada)	Mudança de válvula operadora	Injeção de gás se dá acima da válvula operadora/Há redução de ql.	Confirmar com “kick- off”, chamar OGLC , registrar pressão e trocar válvula de cima se preciso.
	Válvula de pressão (GL) travou aberta	Evento possível na descarga do poço ou em caso de superação da Pcal.	Confirmar com programa OGLC. Se positivo, trocar válvula de pressão.
	Vazamento no “packer”	A temperatura do revestimento aumentou.	Parar a injeção de gás. Se a pressão no anular aumentar, reassentar “packer”.
Red Aum (Queda brusca da produção)	Plugueamento da coluna de produção	A produção é bruscamente reduzida, independente do qgi.	Checar com “wire line” até abaixo da válvula operadora. Ver histórico de de faca no poço.
	Fechamento da Válvula SSSV (poços marítimos)	A produção é bruscamente reduzida / pressão do revestimento aumenta	Rodar o programa OGLC para determinar ql. Se confirmado, intervir no poço.
Aum Aum (Aumento do gás produzido)	Aumento da RGO da formação	Aumentou Pwh e houve redução de Prev e qgi	Verificar qg. Reduzir qgi em função da resposta do programa OGLC.
Mant Red (Comunicação entre o revestimento e o “tubing” - ql ou qt inadequada)	Furo na parte superior do “tubing”	Aumentaram Pwh , qgi e Prev e ql (ou qt) reduziu.	Confirmar com o programa OGLC / Testar a coluna e se positivo, trocar coluna.

Tabela 5: Continuação da Análise de um Poço de “Gas Lift” Contínuo

Variáveis (Pwh) (Prev)	Diagnósticos	Causas Prováveis/ Evidências	Ações_Controle/ Programa
Red Aum (Aumento da pressão do gás de injeção)	Aumento da RAO	Requer aumento contínuo da pressão do revestimento para produzir a mesma vazão de óleo.	Aumentar a pressão do revestimento até o limite da pressão de descarga do compressor. Intervir no poço se necessário.
	Congelamento da válvula de “gas lift”	Aumenta a pressão do revestimento com a redução da temperatura do mesmo.	Rodar programa OGLC. Observar a resposta da rotina hidratos.
	Restrição na válvula operadora	Aumenta a pressão do revestimento e reduz também ql (ou qt).	Remover restrição normalmente finos ou trocar válvula operadora.
Osc Osc (Poço Cabeceando)	Instabilidade no Poço	Orifício grande na Válvula operadora/Injetando pouco gás	Reduzir orifício da válvula operadora e aumentar o volume de gás injetado.

4.3 O Controle Inteligente

O controle inteligente tem a finalidade principal de produzir o poço nas condições ótimas de operação, em termos de vazão de gás injetado e vazão de líquido produzido, observando-se as evidências, os diagnósticos e as ações para os problemas mostrados no quadro das Tabelas 2, 3, 4 e 5, e os transientes envolvidos na operação do poço. A navegação dos conhecimentos, através de redes, relacionados nas Tabelas, para o poço de “gas lift” estão apresentadas nas Figuras 8, 9, 10, 11 e 12.

A Figura 8 representa a supervisão da pressão da cabeça do poço. Para o acionamento ou não do nodo OGLC, inicialmente, o sistema compara os valores da pressão lida, com a de “set point”. Se o resultado da comparação for nulo, é terminada a supervisão e o sistema continua monitorando periodicamente a pressão da cabeça do poço.

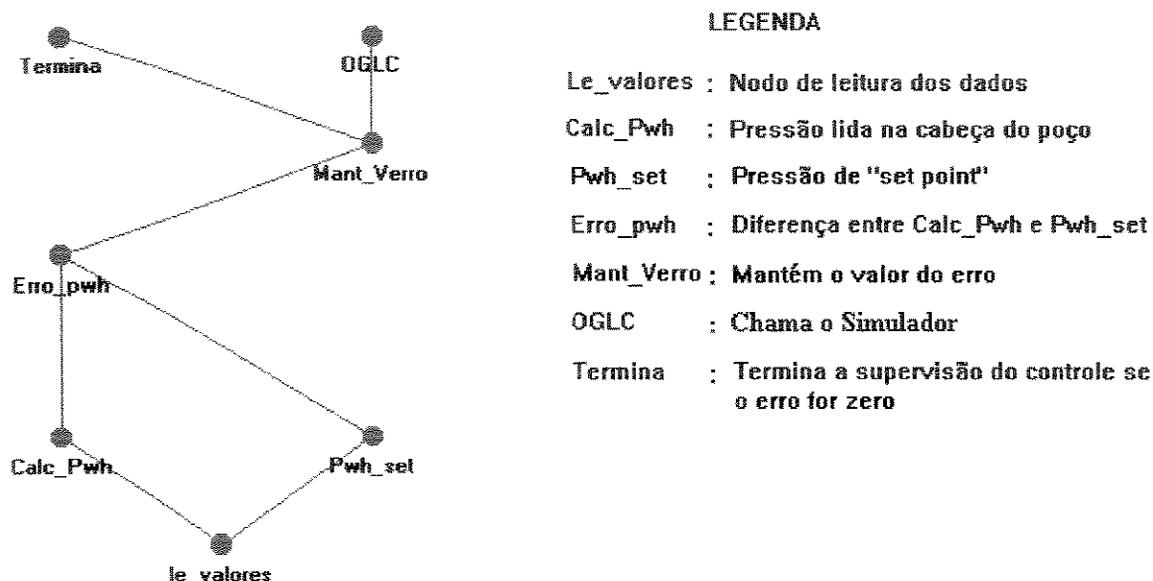


Figura 8: Rede de Supervisão da Pressão da Cabeça do Poço.

A Figura 9 representa a supervisão da vazão de líquido do poço. Para modificação ou não da abertura da válvula controladora do gás de injeção, inicialmente, o sistema compara os valores da vazão calculada, com a de "set point". Se o resultado da comparação for nulo, é terminada a supervisão e o sistema continua monitorando periodicamente a pressão da cabeça do poço. Caso contrário, será chamado o nodo de problemas operacionais para emissão do diagnóstico.

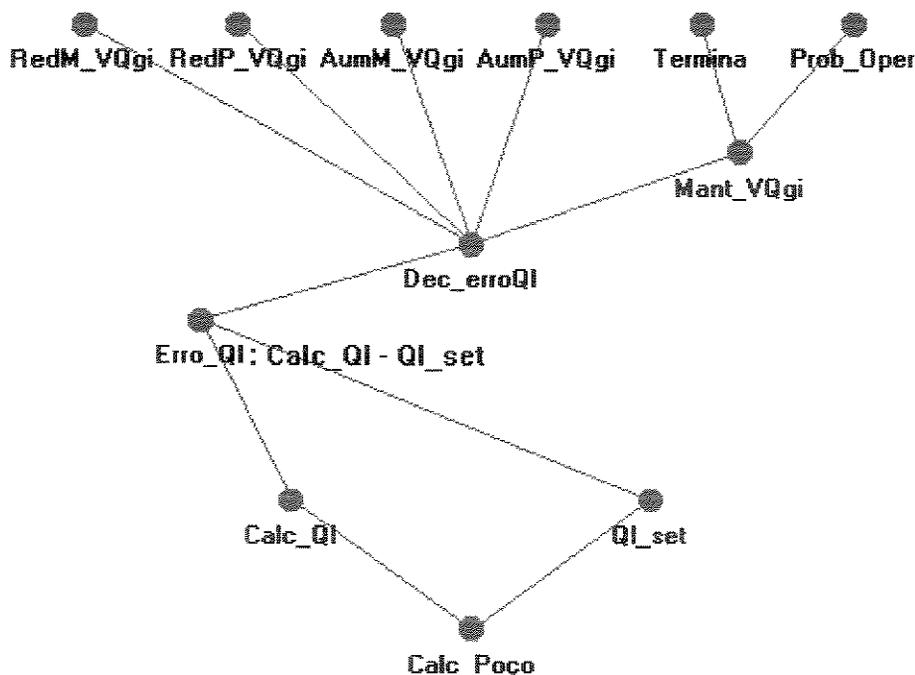


Figura 9: Rede de Supervisão da Vazão de Líquido do Poço.

As Figuras 10 e 11 representam as investigações de ocorrências de diagnósticos de problemas do poço.

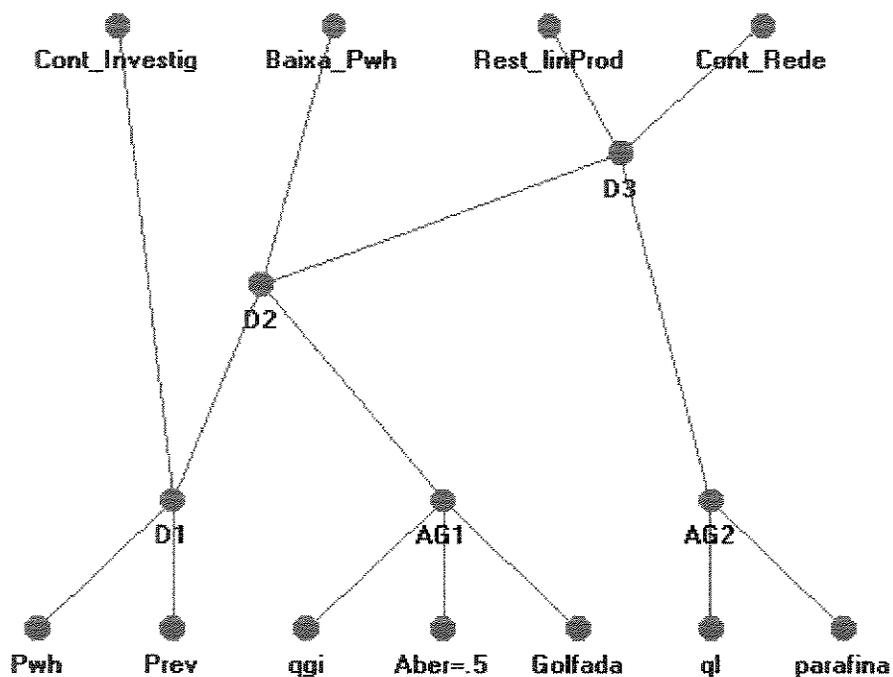


Figura 10: Rede de Diagnósticos do Poço.

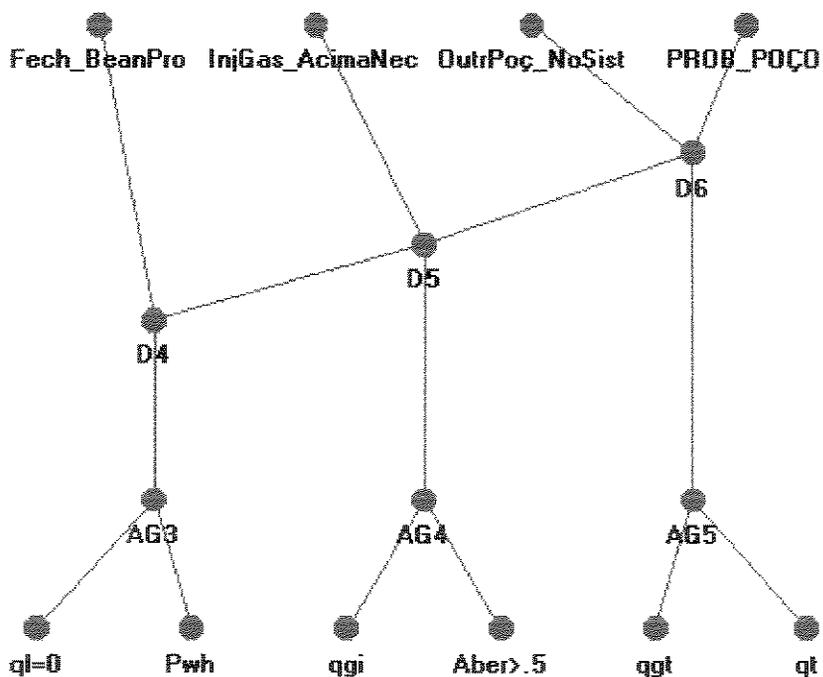


Figura 11: Continuação da Rede de Diagnósticos do Poço.

Para a identificação de um dos diagnósticos, o sistema observa o comportamento da pressão do revestimento do poço, em função da alteração da pressão da cabeça do mesmo. Se houver modificação significativa na pressão do revestimento, o sistema buscará suporte nos outros nodos, do mesmo nível da rede, para a tomada de decisão, caso contrário, o sistema acionará o nodo de continuação da investigação, que leva a análise seqüencialmente para a próxima rede.

A Figura 12 representa a investigação de necessidade de emissão de ação, caso haja ocorrência de diagnóstico de problema no poço. Para a recomendação de uma das ações, o sistema analisa o diagnóstico emitido que passa a ser entrada da rede. Se for confirmado o problema, o sistema recomendará uma das ações mostradas na rede tais como: Passar "Pig" e Reduzir qgi (reduzir vazão de gás injetado). Caso contrário, o sistema concluirá pela normalidade de funcionamento do poço, chamando o nodo de normalização da pressão na cabeça do mesmo, voltando a monitorar essa pressão.

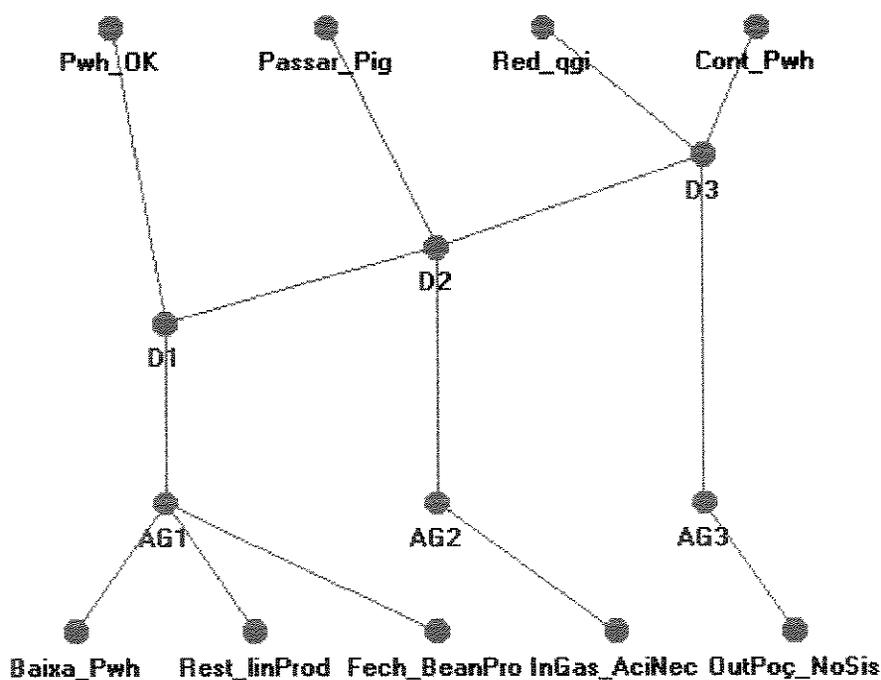


Figura 12: Rede de Ações do Poço

A base de conhecimento, com as redes e as identificações dos diversos programas utilizados na elaboração do controle do poço de "gas lift" contínuo e com o tipo de raciocínio nebuloso utilizado neste controle, está descrita no Anexo III.

4.4 Simulação do Poço de “Gas Lift” Contínuo

No desenvolvimento do subsistema de controle e monitoração do poço de “gas lift”, foi desenvolvido um simulador do poço para possibilitar os testes de laboratório do controle inteligente. O subsistema está desenvolvido também como as outras partes do SIEP, no “KARDS” (Rocha 1992).

No simulador, é considerado um poço vertical equipado com coluna de “gas lift” contínuo (válvulas e mandris), obturador (“packer”) e restritor (“choke”) na linha do anular de superfície. Abaixo do obturador é considerada uma fonte que representa o reservatório.

O poço é dividido em três volumes de controle que interagem entre si continuamente:

- a) coluna de produção;
- b) espaço anular;
- c) reservatório.

A coluna de produção (incluindo a linha de surgência), foi modelada como uma mistura multifásica (gás-óleo-água) com fluxo transiente. O espaço anular foi considerado como uma região única, acoplada à coluna de produção através das válvulas de “gas lift” (Martins, 1991). O reservatório foi modelado como sendo uma fonte de massa para a coluna de produção, e representado pela curva de IPR (Vogel, 1968) do poço.

O simulador deve calcular os parâmetros pertinentes ao escoamento multifásico. Nesses parâmetros estão inclusas as perdas de carga nas tubulações horizontal (linha de surgência) e vertical (coluna de produção).

O cálculo do gradiente de pressão em um ponto qualquer de uma tubulação, onde há um escoamento multifásico (mistura gás-óleo-água) é feito através da equação de conservação de energia, conforme mostrado no Anexo I.

O uso de correlações de escoamento multifásico em linhas de produção, requer a escolha de correlações de propriedade de fluidos, e de gradientes de pressões e de temperatura para as tubulações em estudo. Para isso, foram feitos registro de pressão e de temperatura de fundo, e vários testes de produção no poço de GLC, que resultaram na escolha das correlações mais adequadas para o poço. A Tabela 6 mostra os resultados dos testes:

Estes dados foram alimentados nos simuladores Simult (Petrobrás), Flosystem (Edinburgh Petroleum Services LTD). Como resultados, os simuladores indicaram as correlações de Beggs-Brill para o trecho horizontal e Hagedorn-Brown para o trecho vertical, e foram as correlações adotadas.

Tabela 6: Resultados dos Testes do Poço de “Gas Lift” Contínuo

Trecho	Dado	Sigla	Unidade	valor
Horizontal	Pressão de Separação	Psep	psi	28,44
	Temperatura Ambiente	T	F	86
	Razão Gás-Líquido Total	RGLT	ft ³ /bbl	6546
Vertical	Comprimento	Comp	ft	3012,6
	Tubo	Diam	pol	1,895
	Pressão na Cabeça do Poço	Pwh	psi	35,55
	Profundidade	Prof	ft	3011
	Tubing	Diam	pol	1995
	Temperatura de Topo	Ttopo	F	87
	Temperatura de Base	Tbase	F	136
	Grau API	API	-	34,4
	Densidade do Gás	Dg	-	0,75
	Fração de Água	Fw	%	0,14
	Pressão Estática	Pe	psi	597
	Pressão de Saturação	Psat	psi	378,5
	Pressão de Fundo em Fluxo	Pwft	psi	323,4
	Vazão de Líquido	ql	bbl	34,5
	Razão Gás-Óleo de Formação	Rs	ft ³ /bbl	1733
	Vazão de Gás	qg	ft ³	116555
	Vazão de Gás Injetado	qgi	ft ³ /dia	166180
Pressão no Revestimento	PD	psi	640	
Temperatura no Revestimento	Trev	F	89	

Objetivando testar os dados também com correlações não incluídas nos simuladores acima, foi utilizado também o programa gradP desenvolvido por Triggia 1983. Na Tabela 7 estão ilustrados resultados da rodada do simulador gradP, para o trecho vertical do poço:

Tabela 7: Escolha da Correlação para o Trecho Vertical

Correlação	Temperatura (Shiu)	Pwf (medido)	Pwf (calculado)	Erro (%)
Poettmann & Carpenter	87,00	145,6	1335,201	817,033
Baxendall & Thomas	87,35	145,6	168,659	15,837
Hagedorn & Brown	87,34	145,6	162,183	11,389
Beggs & Brill	87,34	145,6	238,250	63,633
Duns & Ros	87,34	145,6	247,837	70,218
Chierici	87,34	145,6	178,409	22,533
Aziz	87,34	145,6	321,621	120,894
Pearson	87,34	145,6	343,981	136,251
Mukherjee & Brill	87,34	145,6	183,889	26,297
Kabir & Hasan	87,34	145,6	304,924	109,426

Para as propriedades de fluidos, as correlações foram adotadas com base no programa “gradps.for”, desenvolvido por Triggia 1995, que também foi usado para os cálculos iniciais do poço do experimento:

Bo e Rs: Correlação de Vasquez;

z: Método de Dranchuck e Abou-Kassem;

Viscosidade do Gás: Correlação de Lee et al.;

Viscosidade do Óleo Morto: Correlação de Beggs-Robinson;

Correção para o Gás em Solução: Beggs-Robinson;

Viscosidade da Água: Correlação de Van Wingen.

Além das correlações e métodos mencionados acima, para o cálculo da vazão de equilíbrio foi utilizada a equação de IPR de Vogel e para o cálculo da temperatura no interior do poço foi utilizado o método empírico de Shiu, 1976.

Para a implementação do simulador em laboratório, bem como para a execução dos testes de campo do controle inteligente do poço, foi preciso utilizar placas conversoras eletrônicas para aquisição dos dados e atuação na válvula de controle do gás injetado.

Assim sendo, o simulador OGLC utilizou as correlações acima mencionadas para o poço escolhido. As equações de desenvolvimento do simulador são mostradas no Anexo I deste trabalho.

CAPÍTULO 5 - A PLANTA DE PROCESSO

Os fluidos produzidos de um reservatório petrolífero formam uma complexa mistura de óleo, gás, água, areia e outros componentes. Enquanto submetidos a altas pressões do reservatório grande parte destes hidrocarbonetos estão na forma líquida, porém, com o decréscimo progressivo da pressão destes fluidos quando produzidos desde o reservatório até a estação de produção, vários destes componentes passam da fase líquida para a fase gasosa.

O processamento primário dos fluidos produzidos se destina a separar o gás natural do óleo sob condições controladas e remover a água, o sal e os outros contaminantes presentes no óleo e no gás. O óleo deve ficar livre do gás e da água, e em condições suficientemente estáveis para poder ser transferido. Isto se dá na chamada planta de processamento primário.

As plantas reais de processamento primário de óleo e gás instaladas em campos produtores são, na maioria das vezes, bastante complexas, ou seja, com grande número de equipamentos e componentes, com características de um sistema não linear, com variações no tempo e com tarefas multiobjetivas.

Essas unidades desafiam a construção de modelos matemáticos práticos que as representem. Algoritmos padrões de controle como PID (Proporcional, Integral e Derivativo) e de Otimização são utilizados com limitações para controlar uma planta de processamento, principalmente por necessitarem de atuação do operador em certas situações de atuação (Tani, Murakoshi e Umano, 1994).

Os controles de nível e de pressão dos vasos da planta de processo aqui apresentada, incluem processos não lineares dependentes do tempo, tais como separação óleo/gás, tratamento do óleo, depuração do gás, armazenamento, bombeio do óleo, compressão e distribuição do gás natural, além do descarte da água produzida. Todos estes processos têm como alimentação nos vasos de entrada, poços produzindo em conjunto e individualmente, quando em teste de produção.

5.1 Descrição da Planta

A planta de processo aplicada no presente trabalho refere-se a uma estação de produção terrestre. A Figura 13, mostra o esquema da planta de processo, o subsistema da planta de processamento no SIEP.

Nesta planta de processamento observa-se dois trens de separação óleo-gás, caracterizados pelo recebimento de fluidos provenientes de dois reservatórios adjacentes à esta estação de produção.

Na planta ocorrem os processamentos do óleo, da água e do gás. O petróleo dos poços produtores (mistura básica de óleo/gás/água) é transferido até os “manifolds” dos trens correspondentes através de linhas, e de lá para os separadores de teste (apenas um poço) e de produção (os demais poços). Após a separação, o gás (mais leve) sai pelo topo dos vasos de separação seguindo até um outro vaso de pressão denominado depurador de gás, onde depois de eliminadas as últimas gotículas remanescentes de óleo, o gás é então enviado para a compressão e em seguida, para o processo de distribuição.

Quanto ao óleo e a água (mais pesados) têm sua saída pela parte inferior dos separadores, seguindo até o respectivo tratador, onde após separados, o óleo vai para os tanques. O óleo, após estabilizado, segue para as bombas e é transportado via oleoduto. A

água é drenada manualmente para o dique. O pouco gás que chega junto com o óleo nos tratadores é enviado controladamente para o queimador.

A menos dos tanques que tem como características de operação a ventilação do gás pelo topo e a decantação da água para posterior bombeio do óleo, os integrantes destes trens de produção são:

- ◆ Vasos de pressão com uma entrada para os fluidos internamente às câmaras de separação;
- ◆ Linhas nas saídas destes vasos, para o líquido e para o gás natural respectivamente.

Nas linhas de saída estão instaladas as válvulas de controle e os respectivos medidores. A operação normal destes vasos, se dá pelos controles da pressão do gás e do nível de líquido, através dos controladores que atuam sobre as válvulas. Estas válvulas são de grande importância para a operação do processo como um todo, visto que em caso de falha da mesma ou do operador, os problemas resultantes são de grandes proporções no sentido de perdas e/ou acidentes.

Devido a isso, são projetados sistemas de controle automáticos convencionais ou inteligentes, para esses instrumentos em todos os vasos, quando da instalação destes sistemas de processamento primário de óleo e gás.

Os equipamentos que constituem esta planta são os seguintes:

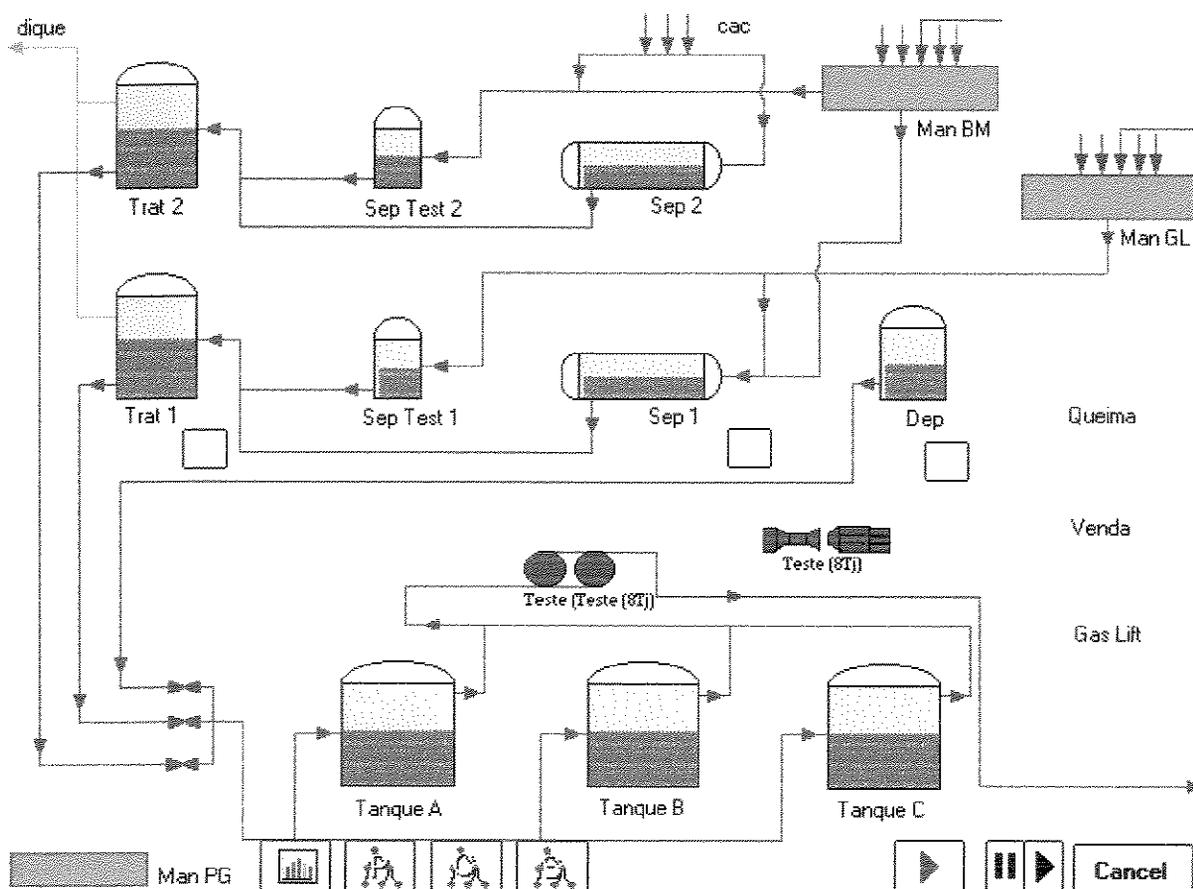


Figura 13: A Planta de Processo.

Trem n. 1

“Manifold” de Bombeio Mecânico: equipamento constituído de tubos e válvulas que recebe e distribui os fluidos produzidos pelos poços de bombeio mecânico do campo produtor correspondente.

“Manifold” de “Gas Lift”: equipamento idêntico ao anterior, porém construído com tubos e válvulas de maior classe de pressão, e no caso, recebe e distribui os fluidos provenientes de apenas um poço de “gas lift”.

Separador de Produção: vaso de pressão que separa o óleo (com água) do gás, de todos os poços do campo, exceto o poço que é dirigido para o separador de teste.

Separador de Teste: semelhante ao separador de produção, porém opera com um só poço.

Tratador de Óleo: vaso também de pressão que separa o óleo da água total produzida pelos poços do trem.

Trem n. 2

Este trem é praticamente igual ao trem I, diferenciando-se do primeiro pelo fato de que não possui “manifold” de “gas lift” e o número total de poços é menor.

Vasos e Equipamentos Comuns aos dois Trems

Depurador de gás: vaso de pressão que elimina do gás as últimas gotículas de óleo proveniente dos separadores.

Compressor de Gás Natural: comprime o gás elevando sua pressão aos valores necessários para execução do “gás lift” e para envio à UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural).

Distribuidor de Gás: equipamento semelhante ao “manifold”, porém de alta pressão, que faz a distribuição do gás comprimido para os consumidores prioritários que são os poços de “gás lift”, “plunger lift” e “pig lift”, e envia o volume contratado para a UPGN e permite a queima do excesso

Queimador de Gás: considerado equipamento de segurança da planta, onde queima todo o excesso de gás oriundo de situações naturais ou emergências. Deve ser mantido no mesmo, uma chama piloto.

Tanques de Coleta e Armazenagem de Óleo para Bombeio: vasos que operam à pressão atmosférica, responsáveis pela coleta e estabilização do óleo recebido.

Bombas de Transferência: transfere o óleo dos tanques de coleta, à pressão necessária de envio aos terminais de carregamento e/ou refinarias.

Válvulas de Controle e Medidores: instrumentos localizados nas saídas dos vasos, são utilizados para controle, aquisição de dados, supervisão, atuação e aferição dos fluidos processados.

5.2 Operação da Planta de processo

A Figura 14 apresenta o fluxograma de funcionamento da planta de processo. Em caso de utilização de um controle inteligente, logo após a correção da abertura da válvula de controle de pressão ou de nível, o sistema investigará a existência de problema e em caso positivo, emitirá um diagnóstico para o mesmo.

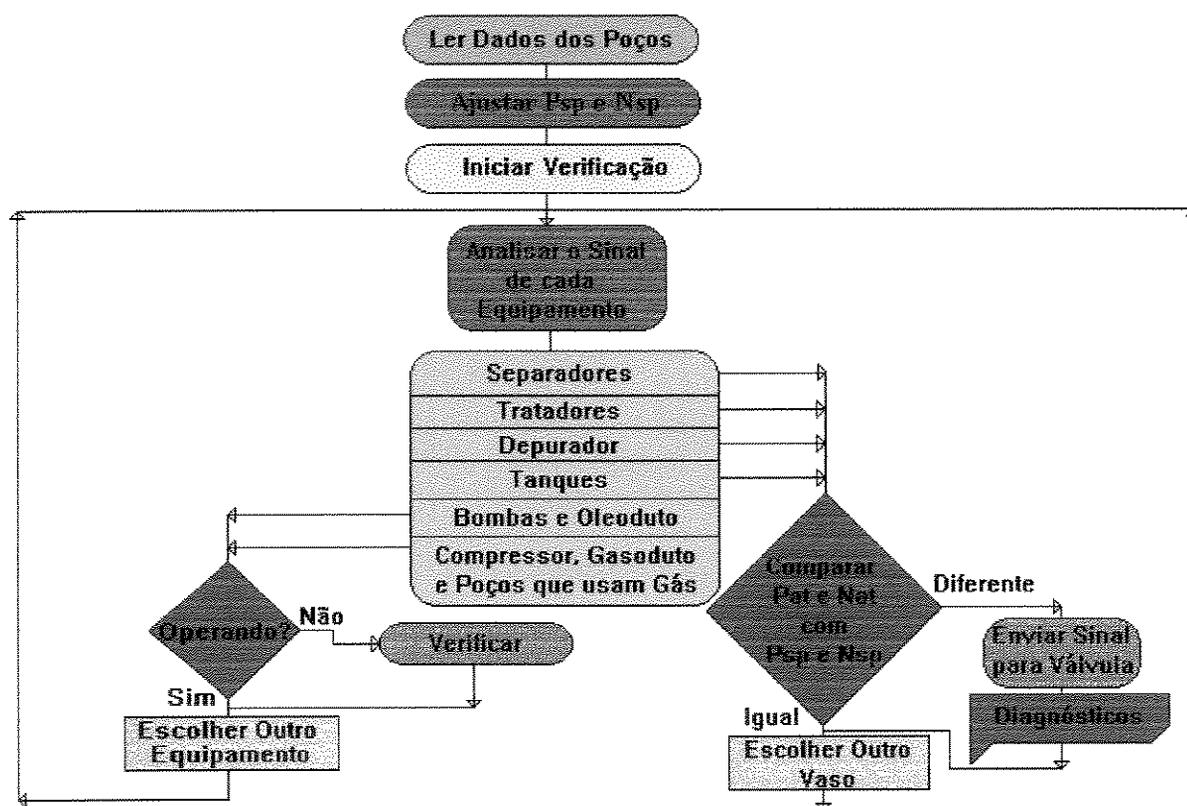


Figura 14: Fluxograma de Funcionamento do Processo.

As condições operacionais dos vasos que compreendem a planta de processo são estabelecidas basicamente por: Pressão de separação, Temperatura e Nível de líquido dos vasos.

A pressão de separação é ajustada com base na pressão ótima de separação. Quando esta pressão sofre uma redução, o volume de gás liberado pelo óleo é acrescido, e portanto, quanto menor a pressão de separação, maior será o volume de gás ocupando o mesmo espaço nos vasos.

A temperatura de separação não é um parâmetro normalmente controlável nos vasos. Um aumento na temperatura tem o mesmo efeito do aumento da pressão, isto é, aumenta o volume de gás.

Se os vasos recebem fluxos regulares de fluidos, é possível manter o nível de líquido e a velocidade de circulação do gás estáveis, obtendo a máxima eficiência de operação dos vasos.

Um mesmo vaso pode ser ajustado para as condições diferentes de operação tais como máxima capacidade ao óleo com redução da capacidade ao gás (solução para campos com baixas razões gás/óleo), máxima capacidade ao óleo e ao gás (a operação se dá nas máximas condições permitidas pelo vaso) e máxima capacidade ao gás (solução para campos com altas razões gás/óleo).

Os vasos, os equipamentos com mecanismos rotativos e alternativos (como por exemplo bombas e compressores) e os instrumentos que fazem parte desta unidade de processo estão sujeitos a problemas operacionais devido a mau funcionamento ou erros introduzidos na operação.

Alguns destes problemas foram modelados no presente trabalho e fazem parte do controle do sistema. A seguir, enumeram-se os problemas considerados no sistema com os vasos separadores:

Separadores de Produção e Teste: arraste de gás para a linha de líquido, obstrução por parafina, produção de areia, formação de emulsão, formação de espuma e arraste de líquido para a linha de gás.

Tratadores: arraste de óleo para a linha e gás, vaporização e redução do tempo de retenção.

Depurador: arraste de gás para a linha de líquido e arraste de líquido para a linha de gás.

Tanques: nível de líquido muito alto e derramamento de líquido.

Bombas de Transferência: para este trabalho, os problemas considerados nestes equipamentos foram pressões baixa e alta na admissão e no recalque respectivamente.

Compressor de Gás Natural: seguindo o mesmo raciocínio anterior, resguardando as características operacionais, pressões baixa e alta na admissão e na descarga.

Os modelos para identificação, diagnóstico e procedimentos corretivos para os problemas operacionais, estão implantados no controle inteligente nas formas de redes neurais simbólicas e de lógica nebulosa neste capítulo, e equacionados no simulador, conforme a descrição do Anexo II.

Este tipo de processo funciona alternando duas modalidades operativas, que são os estados de operação permanente (“steady state”) e transiente (“transient state”). No estado permanente todos os vasos operam normalmente, caracterizando um estado e operação no equilíbrio. Neste estado, os níveis e pressões dos vasos têm comportamento estáveis segundo os valores ajustados nos “set points”.

O que caracteriza os estados transientes de operação do processo são os tempos de abertura e de fechamento das válvulas de nível e de pressão destes vasos.

Pode-se observar que se o volume de óleo (ou de gás) na entrada da planta é pequeno (ou grande), as vazões de saída dos vasos podem ser reduzidas (ou aumentadas), a fim de que se consiga a estabilização dos níveis (ou das pressões). Isto protege os vasos, de forma a não trabalharem vazios (ou com sobrecargas).

A observância dos tempos de abertura e fechamento das válvulas de controle da saída dos vasos, por razões de segurança, primeiro para as válvulas de pressão e segundo para as válvulas de nível de líquido, garante que as vazões de saída dos vasos não mudem bruscamente e que não haja modificação na abertura (ou no fechamento) das válvulas enquanto operando no estado de operação transiente, ou seja, durante o período de transiência, uma válvula que está em procedimento de abertura, não deve receber sinal para fechar.

Observe-se ainda que quando submetido ao estado de operação transiente, o sistema sofre uma certa desestabilização, e após estabilizar novamente retorna ao estado permanente, devendo porém, ser submetido a um dos problemas operacionais acima listados.

As informações em detalhes sob o aspecto teórico, tais como a descrição das unidades, a modelagem matemática-termodinâmica dos vasos e dos equipamentos, e as relações de falhas, também são mostradas no anexo acima citado.

5.3 Base de Conhecimento da Planta de Processo

Assim, considerando o aspecto exclusivamente técnico, cada diagnóstico é tratado da seguinte maneira:

Arraste de Gás (Arr_gás):

em se confirmando os eventos pressão muito alta do gás e nível muito baixo de líquido no vaso, vai haver a ocorrência de arraste de gás para a linha de líquido do separador.

Formação de Parafina (Parafina):

as variações assinaladas nas pressões dos nodos de evidências identificam um diferencial de pressão (ΔP) entre a cabeça do poço de “gás lift” e o “manifold” ou os vasos de entrada da planta, que são os separadores de produção ou de teste. Com este ΔP e o resultado das consultas às fichas Fluidos Processados e desparafinação das bases de dados dos subsistemas da planta de processo e do poço de “gas lift” deve ser confirmado este diagnóstico.

Produção de Areia (Areia):

com o diferencial de pressão identificado, a ficha Características dos Fluidos Produzidos (base de dados do poço) e Fluidos Processados (base de dados da planta), chega-se à confirmação desta ocorrência.

Presença de Emulsão (Emulsão):

diagnóstico associado aos eventos nível pouco alto (NpA), pressão pouco baixa (PpB) e redução do tempo de retenção ($Tret$) do vaso. Dependendo do valor do nodo de decisão, está confirmado o problema.

Formação de Espuma (Espuma):

concatenando os eventos deltaP alto na linha de entrada e nível muito alto de líquido (NmA) no vaso, tem-se a confirmação do diagnóstico. Observe-se que este nível muito alto é falso (só espuma) porém, causa constantes paradas do vaso.

Arraste de Líquido (Arr_liq):

os eventos que confirmam este diagnóstico são exatamente os opostos da ocorrência Arr_gas ou seja, pressão muito baixa do gás (PmB) e nível muito alto de líquido (NmA) provocarão o carreamento de líquido para a linha de gás.

Vale ainda acrescentar que estes problemas causam mau funcionamento nos vasos e nos equipamentos, provocando, em consequência, quase sempre parada da planta de processo. Observe-se também que se nenhum dos diagnósticos for confirmado, a rede chama o nodo supervisor que encerra a navegação da mesma, continuando o sistema a efetuar sua supervisão programada.

5.4 O Controle Inteligente

Os propósitos básicos deste controle de processo inteligente são escoar óleo e gás dos vasos, mudando da forma mais suave possível as aberturas das válvulas, e manter estáveis o nível e a pressão de trabalho de cada vaso. O desenvolvimento deste programa se deu no módulo de programação QUEST do sistema KARDS.

O destaque da construção deste controle é que o mesmo, usa a experiência de especialistas em operação de plantas de processamento primário de petróleo e gás natural (Patricio, 1992) e em lógica nebulosa (Rueda and Pedrycz, 1993).

A navegação dos conhecimentos já mencionados para a planta de processo estão apresentadas nas Figuras 15, 16 e 17. A Figura 15 representa a supervisão do funcionamento do separador da planta. Para modificação ou não da abertura da válvula de controle da pressão do vaso, primeiramente, o sistema compara os valores da pressão atual, com a de “set point”. Se o resultado da comparação for zero, é investigado o comportamento do nível, de forma análoga à supervisão da pressão. Mais uma vez se o resultado da comparação for nulo, é devolvido o controle para o nodo SUPERV (vide Anexo III, pg 103, rede “propaga”) e o sistema continua monitorando periodicamente o funcionamento do vaso. Caso contrário, em ambos os casos (pressão ou nível), é feita a correção na abertura da válvula e o sistema investiga se há a identificação de um diagnóstico de problema.

A Figura 16 representa a supervisão de ocorrência de problemas nos separadores. Em caso de ter havido modificação na abertura de uma das válvulas de controle de pressão ou de nível do vaso. A análise é feita em função da ocorrência de pressão muito alta e/ou nível muito baixo. Em se confirmando essa situação, o sistema poderá concluir pelo diagnóstico arraste de gás ou buscará suporte nos outros nodos do mesmo nível da rede, a fim de decidir por um dos outros diagnósticos. Se não for possível a decisão por um dos diagnósticos, é chamado o nodo SUPERV para continuação da monitoração da planta.

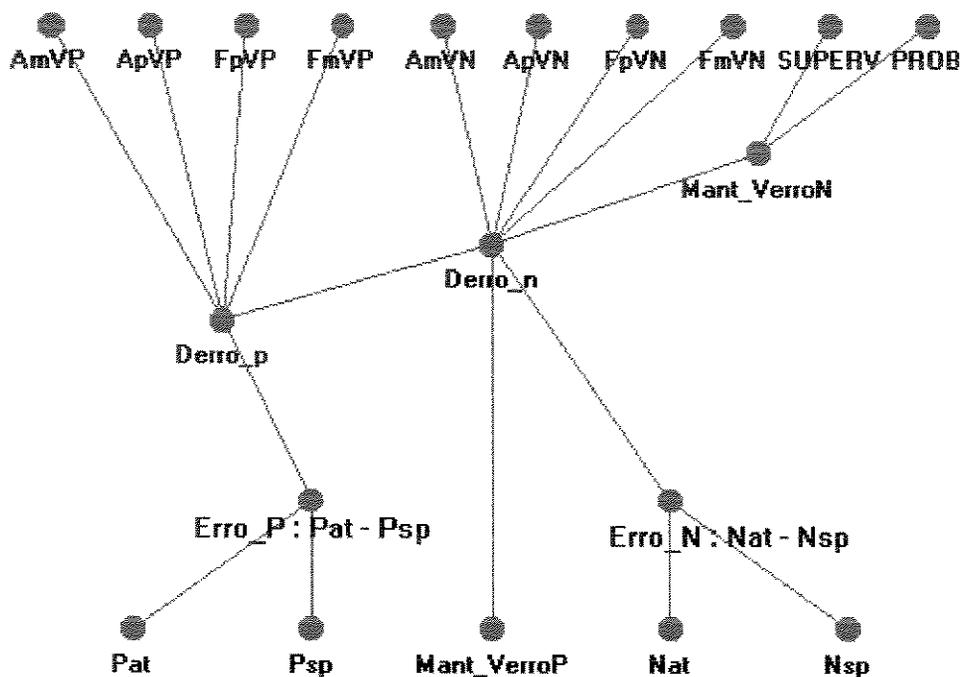


Figura 15: Rede de Funcionamento dos Separadores.

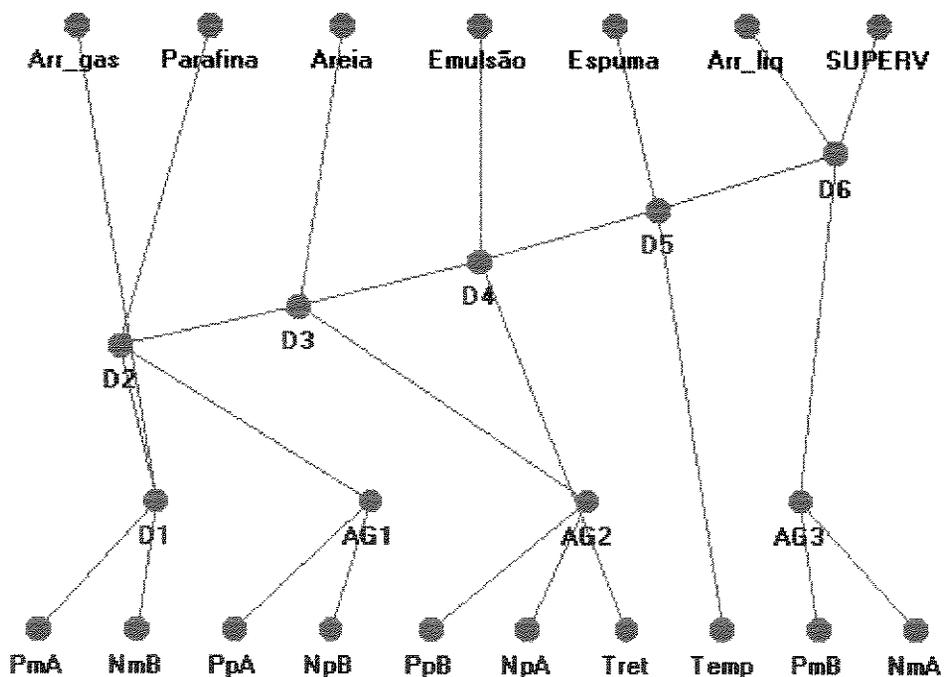


Figura 16: Rede de Problemas dos Separadores.

Por último, a Figura 17 representa a investigação de necessidade de emissão de ação, caso tenha sido identificado algum diagnóstico de problema no separador. Para a recomendação de uma das ações, o sistema analisa o diagnóstico emitido que passa a ser nodo de entrada da rede. Se for confirmado o problema, o sistema recomendará uma das ações mostradas na rede, caso contrário, o sistema concluirá pela normalidade de funcionamento do vaso, chamando o nodo de supervisão do processo.

Assim como nos controles ditos convencionais como o Adaptativo e o PID, o controle nebuloso também tem os ajustes de laboratório e de campo de seus parâmetros. Em muitas aplicações com o uso deste tipo de controle, nem sempre é fácil o ajuste das funções de pertinência com regras nebulosas. Alguns métodos de ajuste para parâmetros de funções de pertinência são propostos na literatura, e dentre eles, é recomendada a consulta ao proposto por Maeda e Murakami, 1993.

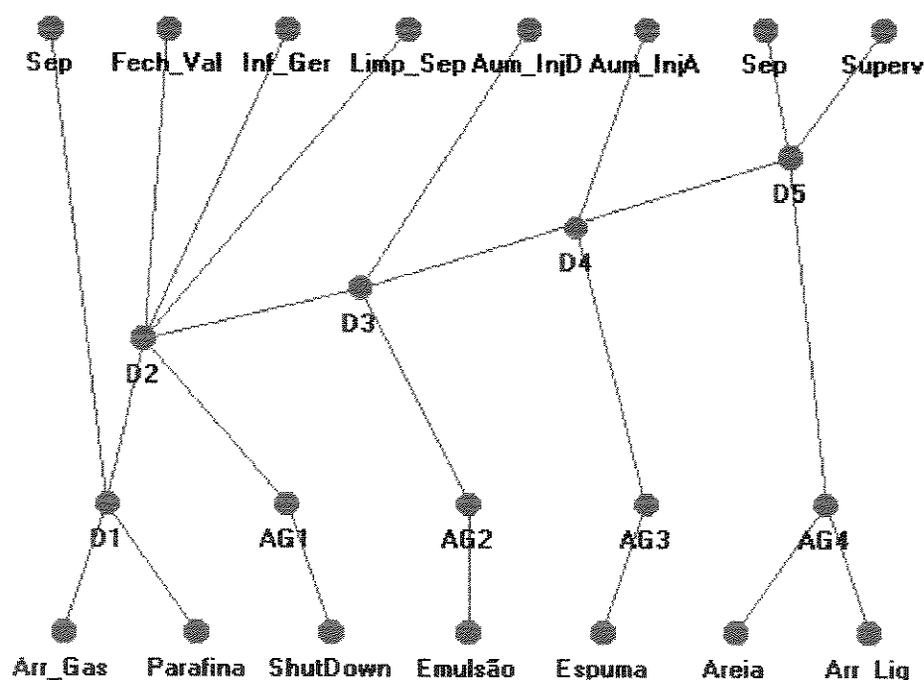


Figura 17: Rede de Ações do Controle do Separador

No laboratório foi possível fazer, rapidamente, os ajustes manuais necessários ao funcionamento do controle, porém no experimento de campo estes ajustes foram executados em função dos dados de ruídos no processo, interação entre variáveis e respostas não lineares.

A base de conhecimento, com as redes e as identificações dos diversos programas utilizados na elaboração do controle da planta de processo e com o tipo de raciocínio nebuloso utilizado neste controle, está descrita no Anexo III.

5.5 Simulação da Planta de processo

Para o desenvolvimento do programa de controle inteligente para o processo em análise, foi necessário desenvolver, testar em laboratório e implementar em campo, um simulador que representasse as características de funcionamento e dos problemas operacionais da planta de processamento adotada no experimento.

O modelo matemático e termodinâmico adotados neste trabalho foram coletados de referências, trabalhos técnicos, dados de projetos dos vasos e dos instrumentos e entrevistas com engenheiros e técnicos envolvidos com a operação desse tipo de planta. Ressalte-se que este modelo já foi utilizado e implantado no campo e validado por meio de outros sistemas conforme consta na literatura.

Os modelos usados para os vasos da planta de processo em estudo, se baseiam nas hipóteses de que a temperatura de operação e o fator de compressibilidade do gás são constantes ao longo dos processos e a densidade do gás é uniforme dentro dos vasos de pressão.

Os separadores de produção deste processo são bifásicos. As equações que modelam o comportamento destes vasos se baseiam em um balanço de massa, considerando a geometria dos mesmos, que no caso trata-se de cilindros horizontais. Para os separadores de teste, as equações são modificadas somente em relação à geometria do vaso, que no caso se refere a cilindros verticais.

O tratamento de óleo nessa planta está sendo feito a frio ou seja, a água é decantada e é descartada controladamente para o dique através de válvulas manuais. O nível de óleo e a pressão do gás são variáveis controladas automaticamente. No caso de acionamento do tratamento a quente, a equação de estado que define a pressão do gás no vaso é modificada (Shak, 1981).

A depuração do gás contempla um volume bastante reduzido de óleo porém, as variáveis, os parâmetros e as equações do nível de líquido são aplicados à modelagem do depurador.

As bombas alternativas de transferência de óleo e o compressor alternativo de gás natural deste trabalho, foram modelados como “fontes geradoras de pressão”, considerando as atuações desses equipamentos no processo.

Os tanques de armazenamento e transferência de óleo dessa planta operam à pressão atmosférica e portanto não têm controle de pressão. A necessidade de controle para esses vasos é quanto ao nível, que pode impedir o derramamento de óleo ou a operação em vazio das bombas.

As equações e as Figuras usadas na modelagem dos vasos de pressão e dos equipamentos envolvidos, bem como da instrumentação do processo considerado, utilizadas no desenvolvimento do simulador da planta de processo, são descritas no Anexo II.

6. O EXPERIMENTO DE CAMPO

Com o intuito de se verificar a aplicação do sistema proposto e a viabilidade de operação dos conceitos desenvolvidos no presente estudo, foram programados e efetuados testes experimentais no campo, em uma facilidade de produção terrestre de óleo/gás, que não contava até então com qualquer grau de automação. Esta facilidade de produção é constituída basicamente de: um poço de bombeio mecânico, um poço de “gas lift” contínuo e a planta de processamento dos fluidos produzidos, todos localizados em um campo produtor de petróleo nacional.

As fotos mostradas em seguida, ilustram alguns aspectos do local onde se realizaram os testes, assim como permitem visualizar o ambiente de operação do sistema proposto neste estudo.

6.1 Automação do Poço de Bombeio Mecânico

As adaptações feitas para o experimento, no poço em produção através de uma unidade de bombeio mecânico (UB) foram: a instalação de um sensor de posição tipo “encoder” na viga oscilante, de uma célula de carga na mesa de suporte do dinamômetro, e de um controlador local inteligente (com “software” e “hardware” dedicados desenvolvidos para propósitos específicos do sistema SICAD), em um quadro de comando, instalado ao lado da UB.

A Tabela 8 resume os dados do poço de bombeio mecânico utilizados neste trabalho:

Tabela 8: Dados do Poço de Bombeio Mecânico

distância da estação	500 m
transmissão de dados	cabo telefônico com RS-422
CPM do poço	8 - 30
atuação do controle	carta dinamométrica

Para esse sistema, foi testado em laboratório apenas o funcionamento das tarefas ao encargo do gerenciador que são: funcionamento do poço e as aquisições de cartas esporádicas e contínuas.

No experimento de campo (vide Figura 18), o gerente acessou o sistema SICAD via o escritório central do mesmo, e as cartas dinamométricas de superfície e de fundo foram adquiridas e calculadas sincronamente pelo equipamento de controle local inteligente (SCUB).

Tendo em vista a distância do poço à sala de controle, localizada na estação de coleta e compressão, os dados para o escritório central, neste caso do SICAD, são enviados via cabo de comunicação. É importante ressaltar que o sistema SICAD foi instalado no microcomputador convencional (de escritório) operando em conjunto, no módulo gerenciador do sistema SIEP, conforme pode ser visto na Figura 1 do subitem objetivos deste trabalho.



Figura 18: Automação do Poço de Bombeio Mecânico - Detalhe do Controlador Local (SCUB).

6.2 Automação do Poço de “Gas Lift” Contínuo

Para a automação do poço de “gas lift” contínuo foi necessária a instalação dos seguintes componentes: uma válvula de controle para substituir o “choke” de injeção de gás (vide a Figura 19), e sensores com, os respectivo transmissores, para medição da pressão na cabeça do poço, do fluxo de gás injetado, da temperatura do revestimento e da pressão do revestimento (indicados na Figura 20).

Estas monitorações chegam através de cabo de instrumentação ao microcomputador industrial, controlador local desse subsistema, localizado na casa do controle onde os dados são adquiridos (vide Figura 21). Estes dados são então transmitidos via rádio-”modem” para o microcomputador, onde foi instalado o subsistema de gerenciamento do sistema SIEP, na sala de controle da estação coletora. O módulo de gerenciamento do “gas lift” responde ao operador sempre que solicitado, sendo que a cada solicitação a informação é coletada, via rádio, dos sensores instalados no poço de “gas lift”.

A Tabela 9 apresenta o resumo dos dados do poço de “gas lift” contínuo utilizados neste trabalho:

Tabela 9: Dados do Poço de “Gas Lift” Contínuo

distância da estação	1800 m
transmissão de dados	rádio-”modem” com RS-232
instrumentação existente	nenhuma
atuação do controle	volume de gás injetado

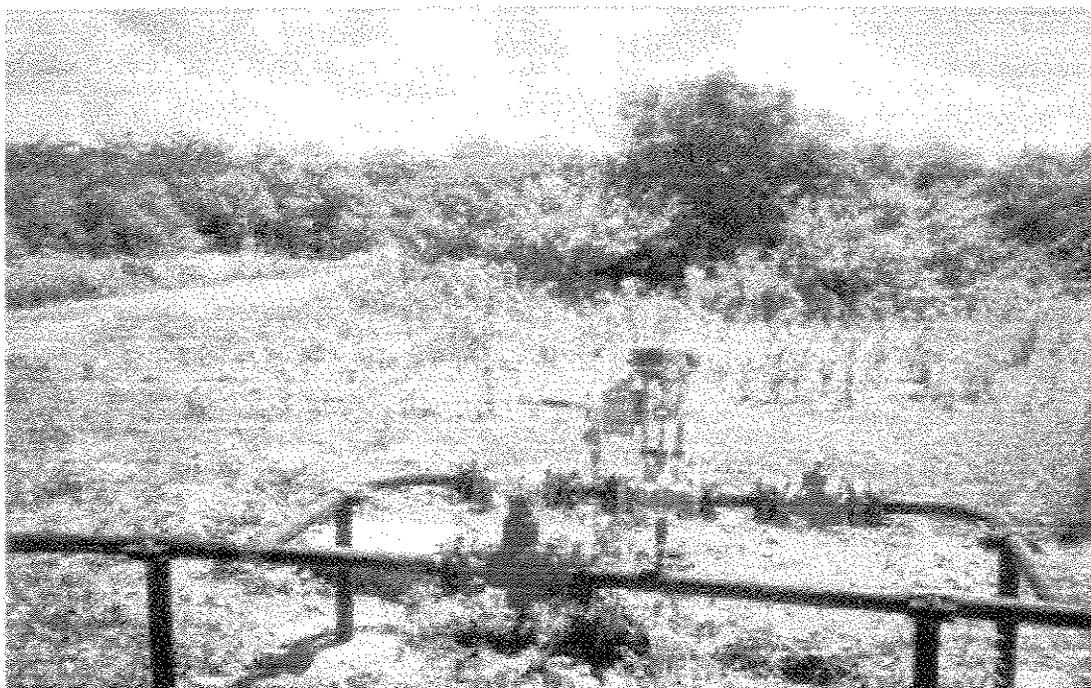


Figura 19: Automação do Poço de “Gas Lift” - Válvula Controladora de Injeção de Gás.

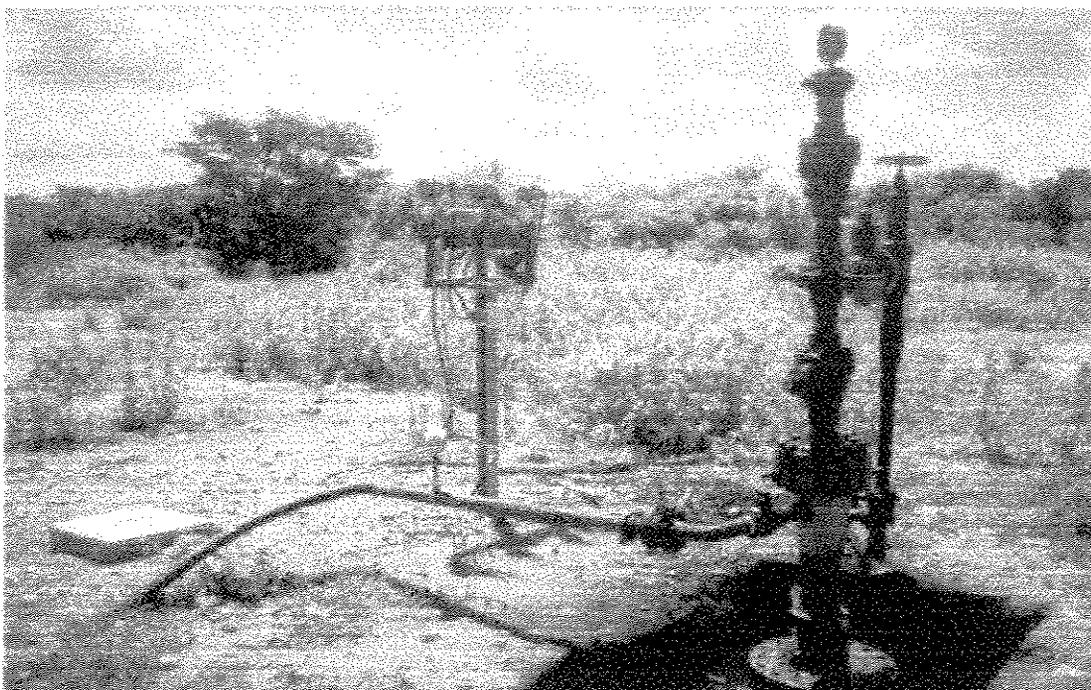


Figura 20: Automação do Poço de “Gas Lift” - Instrumentação para Aquisição das Variáveis.



Figura 21: Automação do Poço de “Gas Lift” - Casa do Controle Local.

Em um sistema de “gas lift” contínuo existem dois tipos de variáveis: as “estáticas”, que permitem controle e as “dinâmicas”, que permitem pouco ou nenhum controle.

Dentre as que permitem controle (estáticas) temos:

- . diâmetro e rugosidade dos tubos da coluna de produção;
- . profundidade das válvulas de pressão e operadora;
- . diâmetro e tipo das válvulas de “gas lift”;
- . pressão de calibração das válvulas;
- . propriedades do gás injetado;
- . pressão na cabeça do poço;
- . volume de injeção de gás na superfície e na válvula;
- . contrapressão na superfície;
- . diâmetro e comprimento da linha de surgência e diâmetro do choke de superfície;

Dentre as variáveis que permitem pouco ou nenhum controle (dinâmicas) temos:

- . Propriedades dos fluidos produzidos;
- . Índice de produtividade do poço;
- . Vazões de óleo, gás e água do poço;
- . Pressão de fundo em fluxo do poço;

Portanto, existe uma variedade grande de parâmetros a serem considerados no processo de elevação de “gas lift”. No simulador do processo de “gas lift” desenvolvido neste trabalho, estes parâmetros todos foram considerados para não se perder a generalidade, entretanto algumas aproximações foram necessárias para viabilizar a construção de um simulador.

6.3 Automação da Planta de Processo

A automação dos vasos separadores e equipamentos de um processo requer a existência ou instalação de dois tipos de instrumentos considerados fundamentais: sensores (no caso de pressão e de nível), que enviam os sinais ao microcomputador e atuadores, que recebem os sinais desse mesmo microcomputador e executam a abertura ou o fechamento das válvulas de controles.

Na Tabela 10 estão resumidos os dados da planta de processo utilizados neste trabalho:

Tabela 10: Dados da Planta de Processo

distância da sala de controle	30 - 100 m
transmissão de dados	cabo de instrumentação com placas A/D e D/A
instrumentação existente	pneumática convertida para corrente de 4 - 20 mA
atuação do controle	nível e pressão dos vasos

Para automatizar a planta de processamento dos fluidos produzidos (as Figuras 22 e 23) mostram parte das facilidades de produção do processo deste experimento), foi necessária a instalação de conversores de corrente para pressão para os atuadores e pressão para corrente para os sensores. Isto se deve ao fato de que todos os instrumentos disponíveis nesta planta para o experimento são pneumáticos, utilizados nas válvulas acionadas até então por controladores do tipo PID (proporcional, integral e derivativo) instalados localmente nos vasos.

Desta forma, todas as válvulas de controle, todos os sensores e todos os atuadores já existentes no processo são reaproveitados neste experimento.

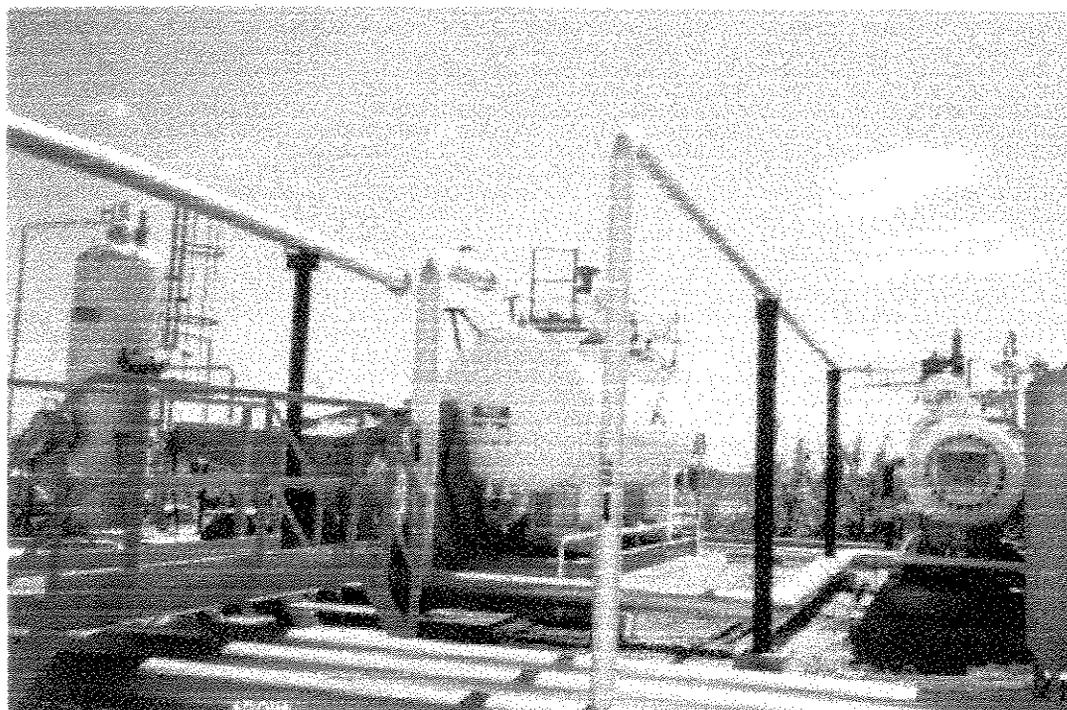


Figura 22: Automação da Planta - Detalhes dos Separadores de Teste e de produção.



Figura 23: Automação da Planta de Processo - Detalhe do Depurador de Baixa Pressão.

As variáveis monitoradas na planta são: pressão, nível, vazão de óleo e vazão de gás.

Assim como no “gas lift” contínuo, existem variáveis, bastante importantes, relacionadas à uma planta de processo de uma estação coletora, ou de uma plataforma, que são: As “estáticas”, que também podem ser controladas e as “dinâmicas”, que permitem pouco ou nenhum tipo de controle.

Dentre as do tipo “estáticas” temos:

- . diâmetro, capacidades ao óleo e ao gás, tipo e classe de pressão dos vasos;
- . pressões e volumes dos equipamentos de bombeio e de compressão;
- . diâmetro e rugosidade das linhas de interligação dos vasos e dos equipamentos;
- . tipo, diâmetro, capacidades e classe de pressão das válvulas de controle destes elementos;
- . unidades de tratamento e armazenamento dos fluidos produzidos;
- . produção de areia, parafina e “scale”.

Dentre as do tipo “dinâmicas” temos:

- . propriedades dos fluidos processados;
- . vazões de processamento de óleo, gás e água ;
- . número final de vasos e equipamentos da planta;
- . capacidade total de processamento da estação.

Existem ainda variáveis, dependentes do tempo, também consideradas importantes, para o processo da planta:

- . velocidades médias e superficiais dos fluidos no interior dos vasos-equipamentos;
- . forças nas interfaces dos fluidos;
- . escorregamento entre as fases;
- . tempo de depressurização rápida do processo.

Como pode ser visto mais uma vez, houve a necessidade portanto, do estudo de uma grande variedade de variáveis, a fim de se garantir a generalização da modelagem matemática-termodinâmica do processo da planta, no desenvolvimento do simulador. Ainda assim, houve também a necessidade de escolha de uma combinação e simplificação das variáveis envolvidas, para viabilizar o desenvolvimento de um modelo.

6.4 Procedimentos de Teste

Antes de serem iniciados os testes no experimento todos os sensores, transmissores e atuadores foram calibrados. O seguinte procedimento de testes foi então implementado:

1. instalação e funcionamento do controle automático inteligente, desenvolvido para o poço de “gas lift” contínuo;
2. instalação e funcionamento do controle automático inteligente, endereçado para apenas um vaso do processo;

3. teste do funcionamento do controle para o conjunto dos vasos separadores da planta de processo;
4. teste de funcionamento da monitoração das pressões de admissão e descarga das bombas e do compressor;
5. testes para comprovação da rotina de diagnósticos e das ações, do sistema;
6. teste de supervisão das operações da planta, do poço de "gas lift" e também do escritório central do sistema SICAD, através do SIEP.

Durante o período de testes, foi obtido um registro completo do funcionamento dos subsistemas desenvolvidos para o sistema principal SIEP, através de monitorações das variáveis envolvidas. O sistema registrou e armazenou continuamente durante os testes, a pressão do revestimento e a pressão da coluna de produção, e monitorou os volumes de óleo, gás e água nos poços e no processo, eliminando a necessidade de aquisição através de leitura manual, de alguns medidores e registradores.

Verificou-se a viabilidade e a aplicabilidade da centralização em uma sala de operações, de toda observação e controle dos poços e da planta de processo.

CAPÍTULO 7 - RESULTADOS

7.1 O Poço com Bombeio Mecânico

As Figuras 24, 25, 26 e 27, mostram em etapas as tarefas testadas para o módulo do SICAD, integrado ao SIEP. A Figura 24 (a) é a carta de superfície obtida através do uso do dinamômetro e a Figura 24 (b), a carta de superfície adquirida pelo SICAD. Conforme comparação destas duas cartas, verifica-se fidelidade na aquisição dos dados pelo SICAD.

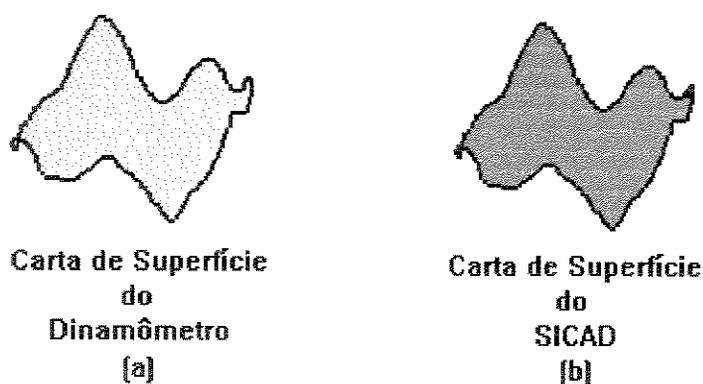


Figura 24: Comparação entre as Cartas Obtidas pelo Dinamômetro e pelo SICAD

A Figura 25 (c) é a carta de fundo calculada pelo SICAD a partir da carta de superfície em (b).

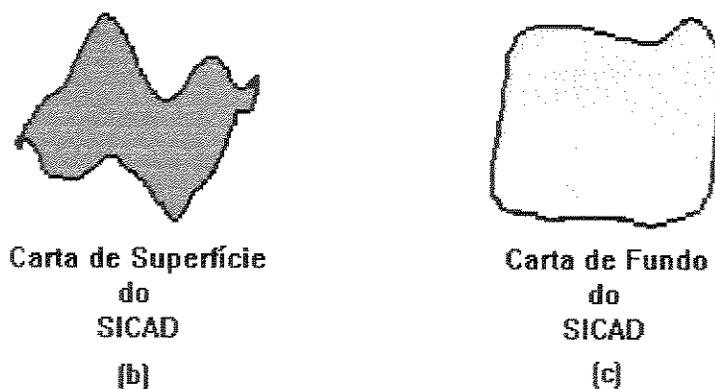


Figura 25: Carta de Fundo Calculada pelo SICAD

Após a extração dos pontos significativos a partir de (c), temos na Figura 26 (d) a reprodução de uma carta que o próprio sistema identificou como padrão.

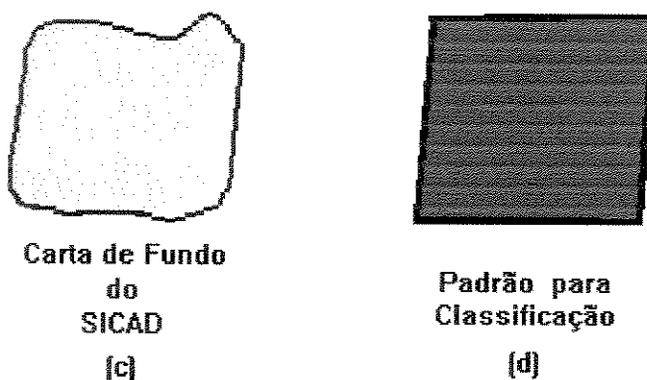


Figura 26: Carta Padrão Identificada pelo SICAD

Após comparações realizadas pelo sistema, temos na Figura 27 (e) o reconhecimento desse padrão, com um grau de satisfação de 91 %.

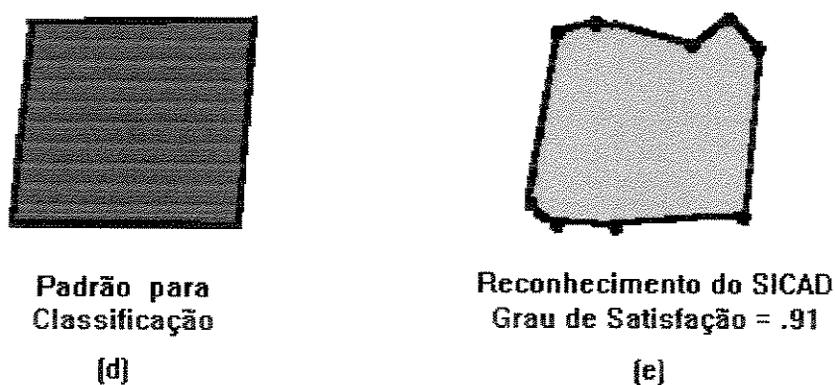


Figura 27: Reconhecimento de Padrão pelo SICAD

Portanto, o SICAD através de um subsistema de gerenciamento foi integrado ao SIEP, permitindo-se assim a execução de todas as etapas descritas nas Figuras 24, 25, 26 e 27. As tarefas foram realizadas no escritório central, onde já estão centralizadas todas as operações de produção.

As ações do SICAD testadas pelo gerente foram: liga-desliga o poço de bombeio mecânico, e aquisição automática, periódica, de cartas de superfície e de fundo do poço de bombeio mecânico.

Como o SICAD já é um produto desenvolvido, não foi necessário testar sua performance prolongadamente.

A Figura 29 refere-se à situação do controle em que se verificou um aumento no gás de injeção. Com isso, o sistema teve uma redução na pressão na cabeça e um decréscimo na vazão de líquido, conforme observa-se na Figura. Verifica-se ainda que após o diagnóstico e a atuação do controle do poço de “gas lift” pelo sistema, a pressão e a vazão retornaram à situação normal inicial.

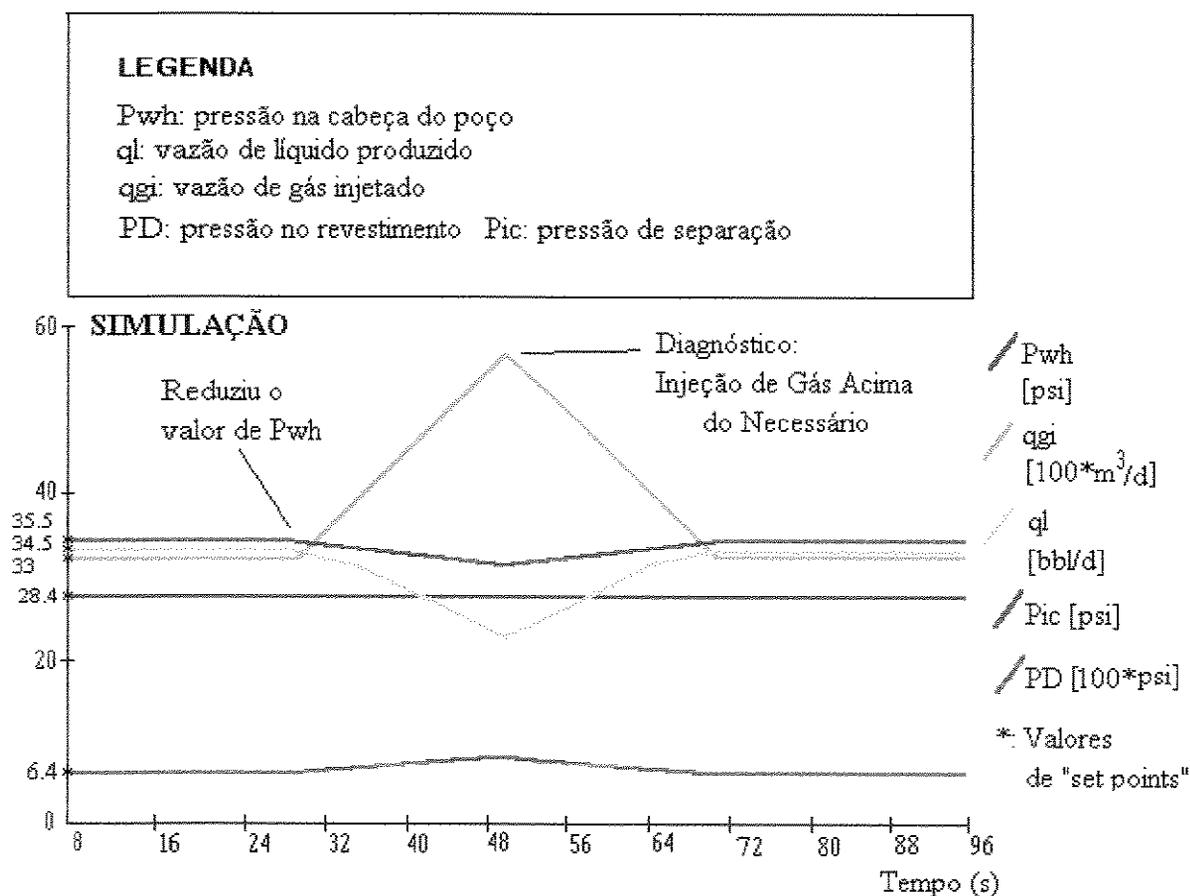


Figura 29: Perturbação Externa Detectada pelo Controle.

Analisando a evolução da supervisão do controle mostrada na Figura 29, observa-se que no primeiro trecho, que vai de 0 a cerca de 29 segundos, o poço estava estável. O segundo trecho, que abrange de 30 a 68 segundos aproximadamente, indica a ocorrência de uma perturbação externa. No terceiro trecho, que cobre de 69 a 96 segundos, observa-se que o sistema respondeu à essa anomalia controlando o poço, através da abertura da válvula de injeção, fazendo retornar todos os parâmetros de controle do poço, às condições de operação normal.

Como a dinâmica do poço de “gas lift” é lenta, com constantes de tempo da ordem de minutos a horas, o tempo de reação registrado pelo sistema, da ordem de 38 segundos, é considerado bastante satisfatório. Ressalte-se que este gráfico de tendências das só mostra os desvios das variáveis em relação aos “set points”, não indicando no entanto, a trajetória de cada uma com suas respectivas oscilações.

A Figura 30, analogamente ao caso de simulação, mostra as variáveis monitoradas no poço de “gas lift” na situação normal. O nível de ruído, considerando que é um caso de campo, é bastante satisfatório.

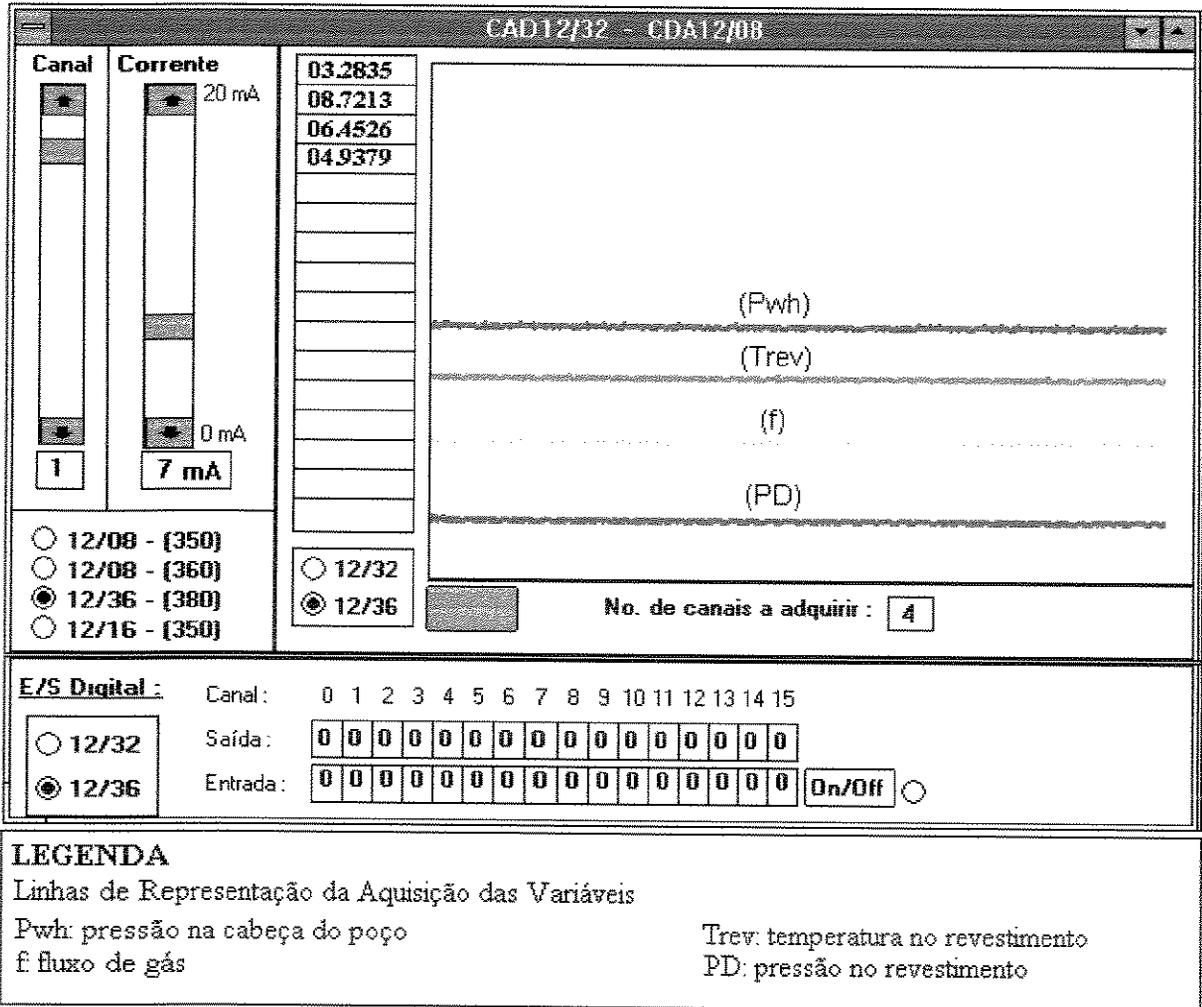


Figura 30: Quadro de Atuação e Aquisição das Variáveis do Poço de “Gas Lift” .

A Figura 31 refere-se à situação do controle em que se verificou uma contrapressão do separador de teste. Com isso, o sistema teve um aumento na pressão na cabeça, na vazão de gás injetado, e na pressão no revestimento, e um decréscimo na vazão de líquido, conforme observa-se na Figura. Verifica-se ainda que após o diagnóstico e a atuação do controle do poço de “gas lift” contínuo pelo sistema, através da válvula de controle do gás de injeção, a pressão retornou à situação normal inicial.

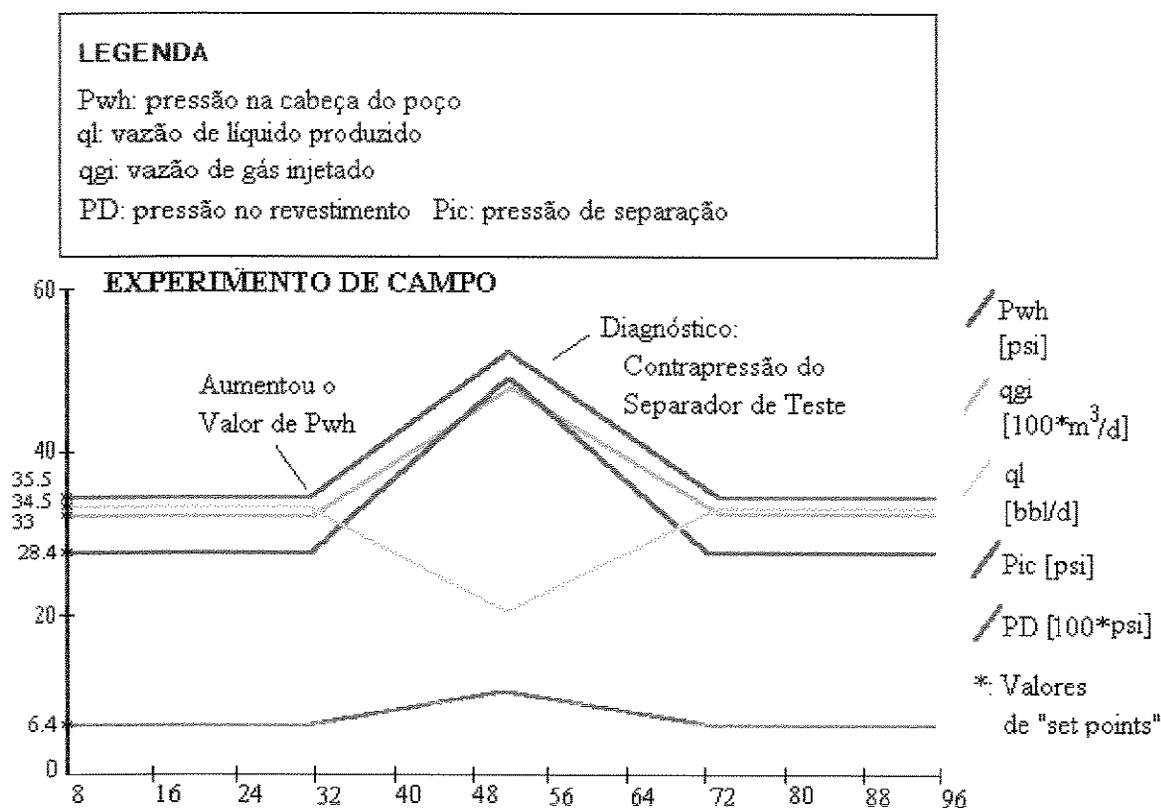


Figura 31: Perturbação Externa Detectada pelo Controle.

Analisando a evolução da supervisão do controle mostrada na Figura 31, observa-se que no primeiro trecho, que vai de 0 a cerca de 31 segundos, o poço estava estável. O segundo trecho, que abrange de 32 a 72 segundos aproximadamente, indica a ocorrência de uma perturbação externa.

No terceiro trecho, que cobre de 73 a 96 segundos, observa-se que o sistema respondeu à essa anomalia controlando o poço, através da abertura da válvula de injeção de gás no período aproximado de 32 a 72 segundos, fazendo retornar todos os parâmetros de controle do poço, às condições de operação normal.

Este diagnóstico foi checado na planta e se confirmou, uma vez que no momento da supervisão e atuação do controle, o operador estava aumentando a pressão de descarga do compressor, a fim de melhorar a disponibilidade de gás natural.

Observe-se que o aumento da pressão de descarga, implica também no aumento da pressão de admissão para manter a razão de compressão, operação que requer também o aumento da pressão de separação. A perturbação externa foi causada pelo acréscimo da pressão de separação do separador de teste, onde estava alinhado o poço de "gas lift" do experimento.

As considerações feitas na análise dos resultados ilustraram que a metodologia adotada demonstrou ser bem eficiente, no que diz respeito à proposição de controle do poço e a emissão de diagnósticos. Verificou-se também que os tempos de aquisição das variáveis na superfície, de atuação na válvula de controle do gás injetado e da apresentação do diagnóstico, atenderam à dinâmica de funcionamento do poço.

A indicação através do subsistema de gerenciamento, de poço produzindo ou não, é de grande ajuda ao operador visto que, a operação remota dos poços permite monitorá-los sem o deslocamento do operador até o local do poço.

A indicação através do subsistema de gerenciamento, de poço produzindo ou não, é de grande ajuda ao operador visto que, a operação remota dos poços permite monitorá-los sem o deslocamento do operador até o local do poço.

A informação automática do volume de gás injetado, e a atualização também automática dos testes de produção, ambos em tempo real, por meio deste mesmo subsistema de gerenciamento, também ajuda a consolidar a importância do desenvolvimento do subsistema de “gas lift”.

No presente momento, o subsistema de “gas lift” está em funcionamento no campo produtor de petróleo utilizado no experimento.

7.3 O Controle da Planta de Processo

Um processo de separação de óleo, gás e água é freqüentemente submetido a vários distúrbios. Devido a isto, as condições operacionais tendem a variar quase que constantemente. Esta situação leva à necessidade de o controle inteligente ser sensível a essas modificações, ajustando as médias e os limiares de tolerância das variáveis envolvidas para as novas condições de operação.

O motivo da ausência de oscilações nas linhas dos resultados do controle dessa planta, se deve à união de um pequeno número de pontos, definida na programação dos gráficos.

Durante os testes, alteraram-se as condições de funcionamento da planta intervindo-se no sistema através de ações como: “by-pass” de linhas e de instrumentos, partidas de bombas que operam “stand-by”, e fechamento e abertura de válvulas e linhas. Estas manobras acarretam perturbações significantes no processo, possibilitando os testes com o sistema desenvolvido.

7.3.1 A Simulação da Planta de Processo

A Figura 32 apresenta os parâmetros monitorados (simulados) para a planta de processo na sua condição normal de operação.

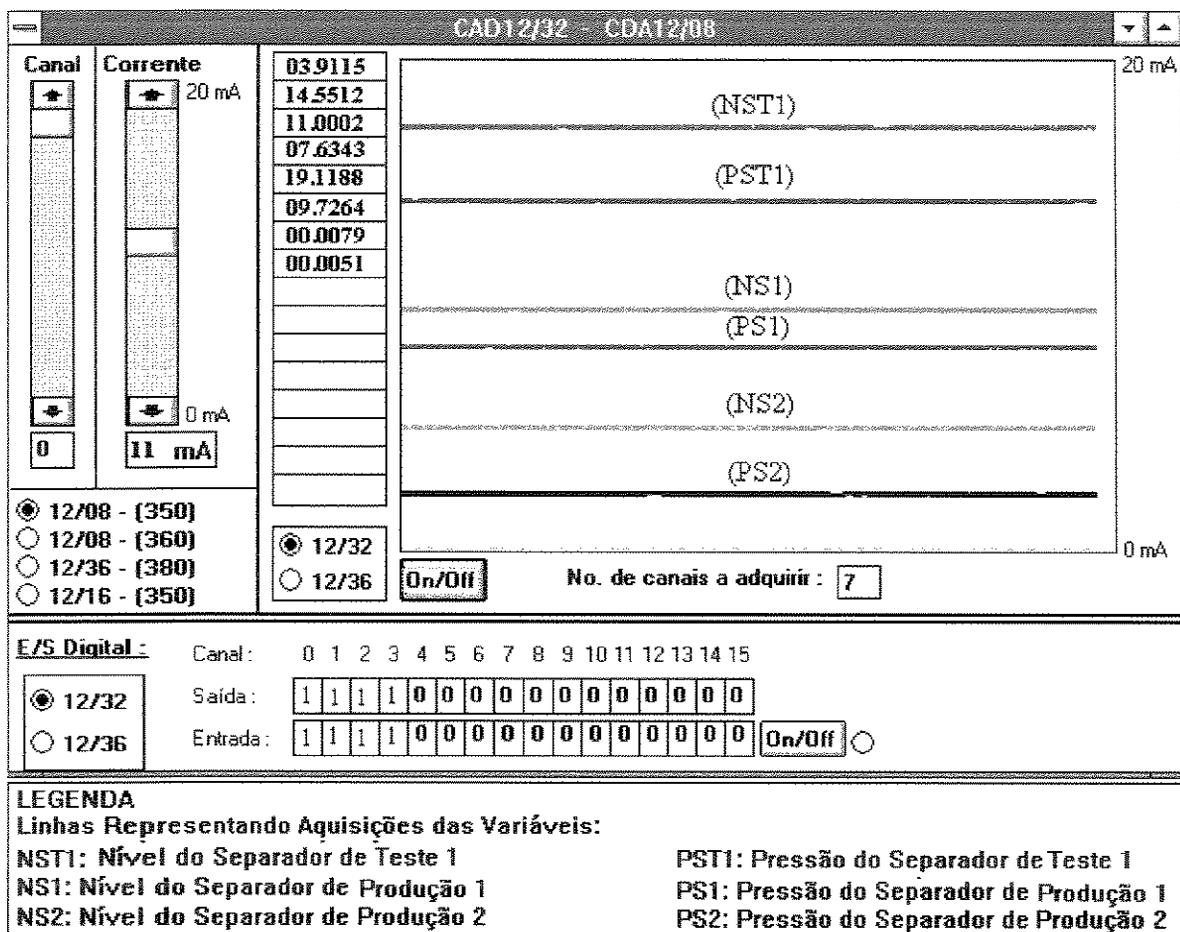


Figura 32: Quadro de Aquisição e Atuação das Variáveis da Planta de Processo.

As Figuras 33 e 34, ilustram as simulações feitas e as atuações do controle inteligente da planta de processo, nos separadores de teste (ST1) e de produção (S2).

No caso do separador de teste, se considerou a presença de emulsão óleo-água no interior do mesmo. Com isso, o vaso teve um pequeno aumento no nível uma pequena queda na pressão, conforme se observa na Figura.

Estas duas evidências, juntas com a constatação da redução do tempo de retenção do separador, confirmam o diagnóstico apresentado pelo sistema. O problema foi detectado pelo sistema, que fez a correção abrindo a válvula de nível e recomendando a injeção de desemulsificante.

No caso do separador de produção, temos o problema de arraste de gás para a linha de líquido, que também causou distúrbios tanto na pressão, como no nível. O sistema detectou o problema e fez a correção abrindo a válvula de pressão.

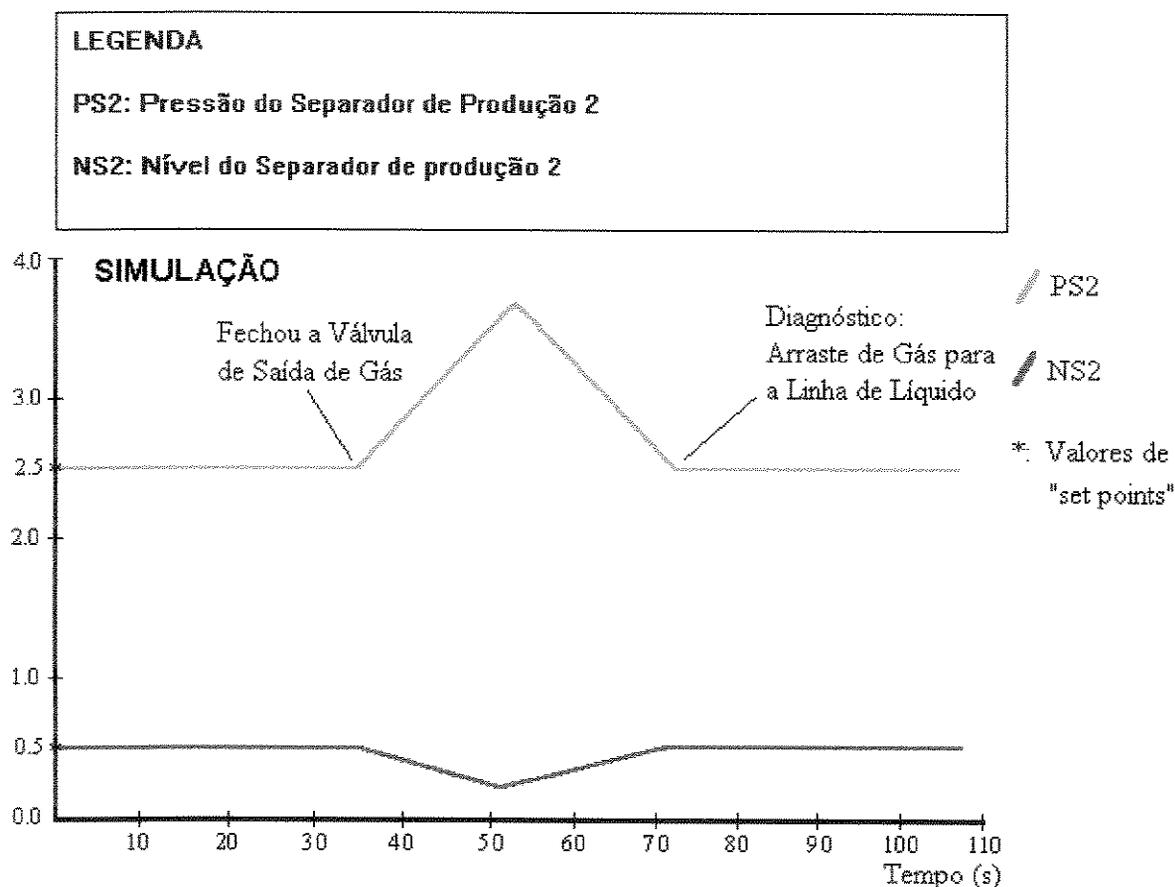


Figura 33: Perturbação Externa Detectada na Simulação do Controle do processo.

Analisando a evolução da atuação do controle no campo, mostrada na Figura 33, observa-se que no primeiro trecho, que vai de 0 a 35 segundos, o vaso apresentava comportamento estável. O segundo trecho, que cobre de 36 a cerca de 68 segundos, indica a ocorrência de uma perturbação externa. No terceiro trecho, que abrange 69 a 110 segundos, observa-se que o sistema respondeu à essa anomalia controlando o vaso, através da abertura da válvula de pressão, fazendo retornar os parâmetros de controle do vaso, às condições de operação normal.

Apesar da dinâmica da planta de processo não ser tão lenta, operando com constantes de tempo da ordem de segundos, o tempo de 32 segundos para a resposta do sistema foi considerado satisfatório, uma vez que neste caso, o controle assumiu novos patamares de operação enquanto eram tomadas as providências para a normalização da separação.

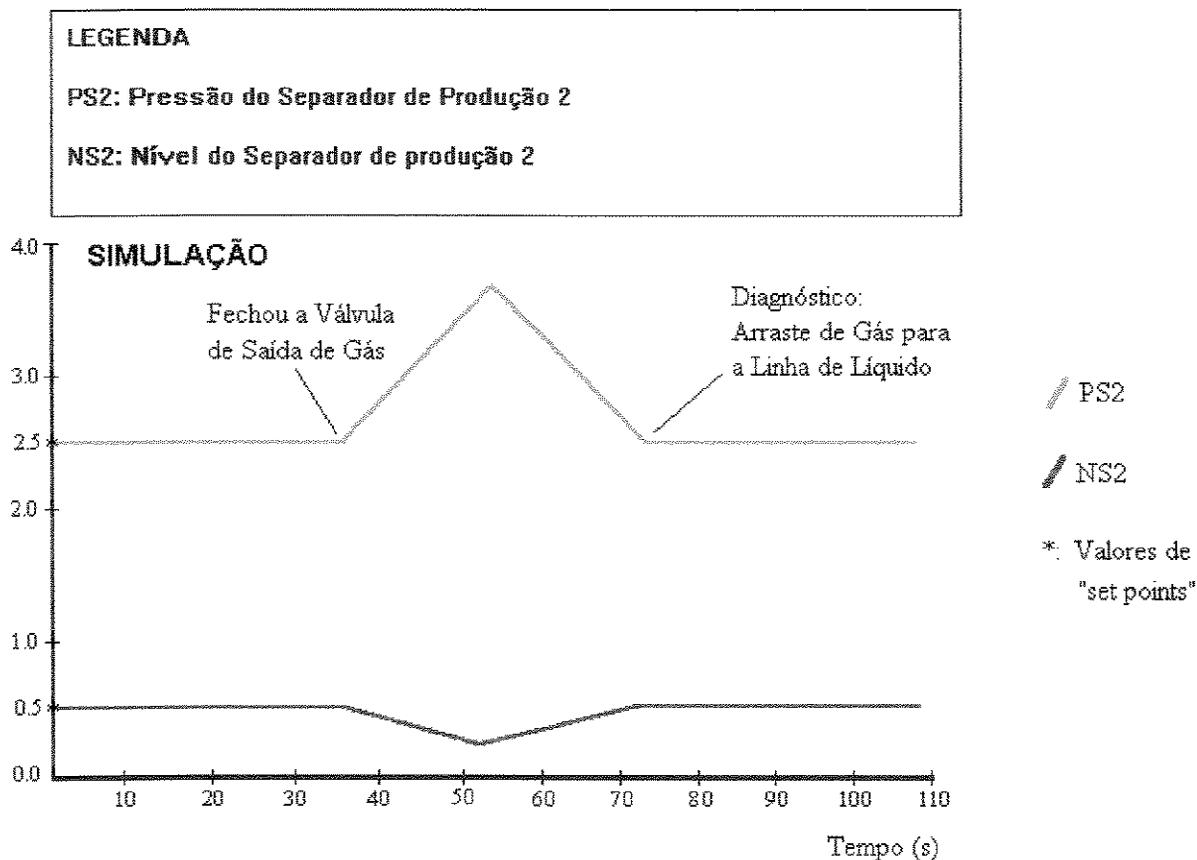


Figura 34: Perturbação Externa Detectada na Simulação do Controle do processo.

Analisando a evolução da atuação do controle no campo, mostrada na Figura 34, observa-se que no primeiro trecho, que vai de aproximadamente 0 a 38 segundos, o vaso apresentava comportamento estável. O segundo trecho, que segue de 39 a cerca 71 segundos, indica a ocorrência de uma perturbação externa. No terceiro trecho observa-se que o sistema respondeu à essa anomalia controlando o vaso, através da abertura da válvula de pressão, fazendo retornar os parâmetros de controle do vaso, às condições de operação normal.

7.3.2 O Experimento da Planta de Processo

Analogamente à simulação da planta de processo, e comparando à situação normal descrita na simulação, a Figura 35 mostra as variáveis monitoradas na operação da planta de processo no campo. O nível de ruído, considerando que é um caso de campo, é satisfatório. A legenda desta Figura é idêntica à da Figura 32.

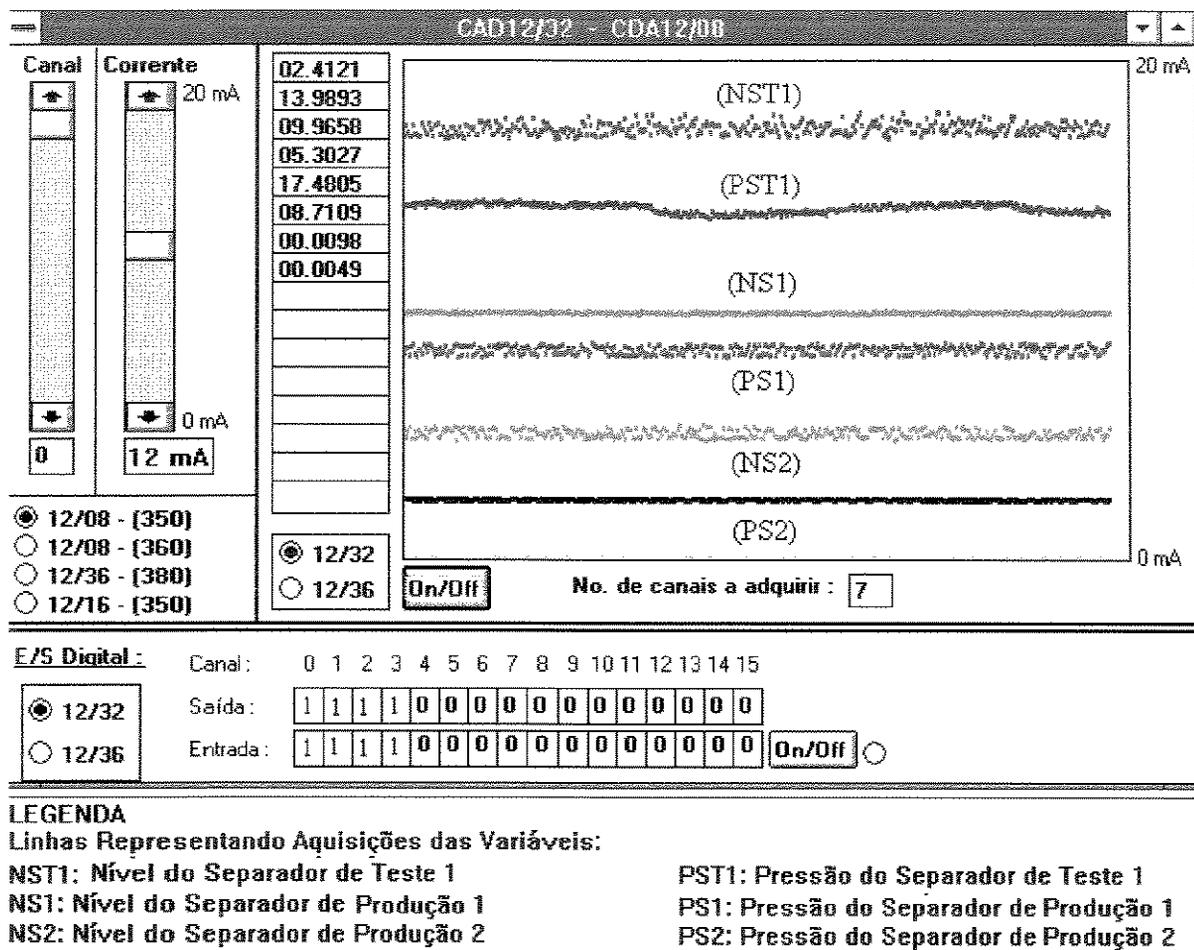


Figura 35: Quadro de Aquisição e Atuação das Variáveis da Planta de Processo.

A Figura 36 refere-se à situação do controle, no separador S2, em que se verificou a ocorrência de uma golfada de líquido. Com isso, o sistema teve um aumento no nível de líquido, e uma conseqüente redução na pressão de separação, conforme observa-se na Figura. Verifica-se ainda que após o diagnóstico e a atuação do controle da planta de processo pelo sistema, os parâmetros retornaram à situação normal inicial.

Analisando a evolução da atuação do controle no campo, mostrada na Figura 36, observa-se que no primeiro trecho o vaso apresentava comportamento estável. O segundo trecho indica a ocorrência de uma perturbação externa. No terceiro trecho observa-se que o sistema respondeu à essa anomalia controlando o vaso, através da abertura da válvula de nível, fazendo retornar os parâmetros de controle do vaso, às condições de operação normal.

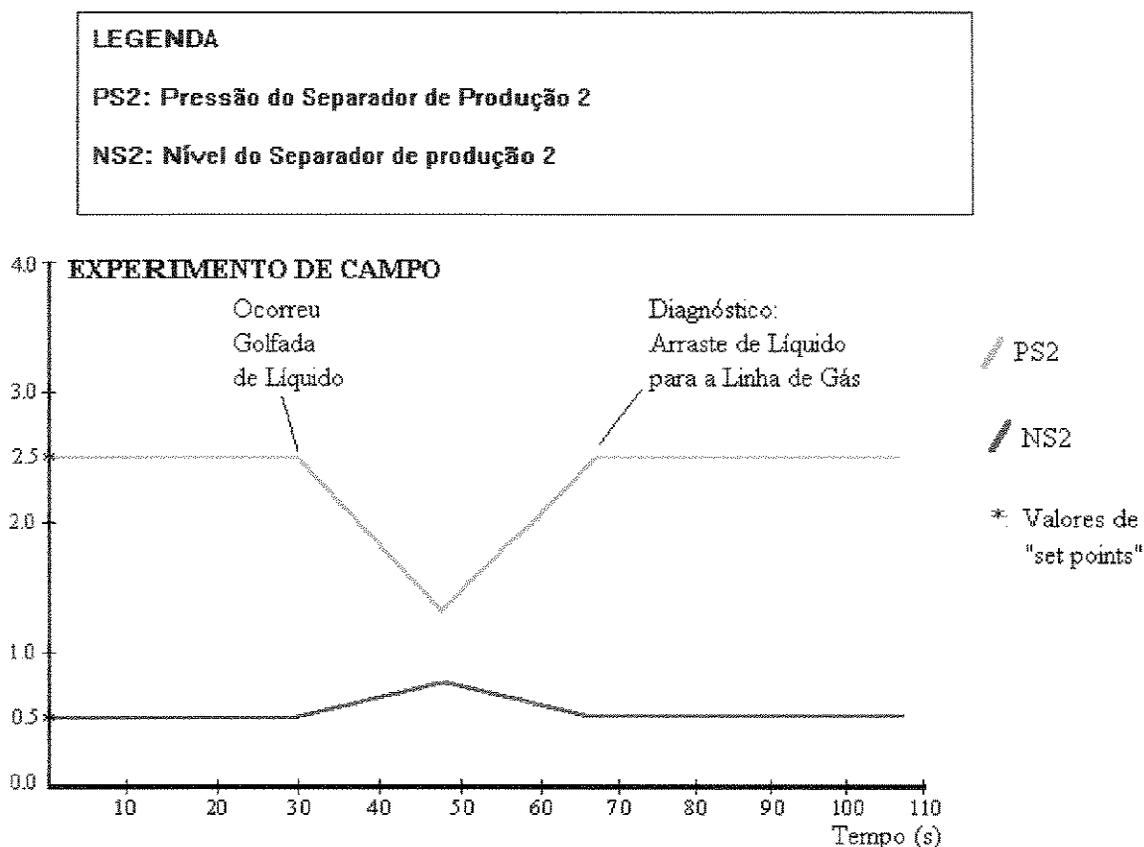


Figura 36: Perturbação Externa Detectada pelo Controle da Planta de Processo.

Novamente foi checado este diagnóstico junto a planta e houve a confirmação. No momento da supervisão o pessoal de operação já estava se preparando para abrir manualmente a linha auxiliar de escoamento de líquido ("by-pass"), para evitar a parada ("shutdown") do vaso e possivelmente da planta, pois o nível de líquido tinha aumentado bruscamente, porém, o controle inteligente atuou e retornou os parâmetros aos valores normais de operação.

A operação normal da planta diz respeito ao tempo em que o controle monitora o processo, executando as tarefas de supervisão, detecção de falhas, emissão de diagnósticos e recomendação de ações. Quando da apresentação de um diagnóstico, o subsistema da planta envia a mensagem, junto com a ação recomendada ao operador, para o módulo gerenciador e o controle continua o ciclo normal de atuação.

Os resultados alcançados com o controle tanto atuando no simulador como atuando no experimento de campo podem ser considerados bem satisfatórios. O grande proveito que pode se obter deste trabalho para esta planta terrestre de separação óleo-gás, é o aumento da produtividade com um bom nível de segurança, via a detecção rápida de falhas que normalmente desvirtuam a continuidade operacional de funcionamento adequado do processo.

Os aspectos da avaliação dos resultados confirmam também que a metodologia empregada mostrou-se bem eficiente, no que concerne à proposição de controle e a apresentação de diagnósticos.

A menos de algumas modificações no controle e adequação de alguns instrumentos de um vaso do processo, constatou-se que os tempos de aquisição das variáveis nível e pressão, de atuação nas válvulas de saída de óleo e gás e da emissão dos diagnósticos estiveram de acordo com a dinâmica do processo da planta.

Algumas ocorrências que antes passavam despercebidas pelo operador foram identificadas e diagnosticadas quase que imediatamente, de tal forma que as ações recomendadas fossem adotadas em tempo hábil. Quando não foi possível evitar a interrupção do funcionamento da planta, a identificação da causa do distúrbio e a adoção das ações recomendadas foram consideradas, pelo pessoal de operação, como de grande ajuda.

Os testes realizados com o sistema SIEP mostraram a melhoria operacional com o aumento de produtividade, e ainda, aumento da segurança de operação pois, com esse sistema, o operador controla centralizadamente os poços envolvidos e a planta de processo da estação coletora.

No momento atual, o subsistema de controle da planta de processo está em operação no experimento, após um curto período de paralisação. Essa interrupção foi devido à necessidade de ajustes de algumas funções do controle, para adaptação à instrumentação da planta.

7.4 O Controle do Gerente

O estudo de um sistema inteligente de controle e diagnóstico de falhas para a utilização na operação e gerenciamento integrado de poços de “gas lift” contínuo e de bombeio mecânico, e de plantas de processamento primário associadas a estes e outros poços que produzem por surgência e/ou outros métodos de elevação, requer que cada subsistema comunique-se remotamente com o supervisor central que, por concepção, é completamente informado sobre todas as operações e ocorrências dos outros subsistemas.

7.4.1 A Simulação do Gerente

As simulações feitas com o gerente para o poço de bombeio mecânico foram: apresentações de cartas dinamométricas de superfície existentes no escritório central do SICAD, adquiridas através do “scanner”. Nesta fase, também testou-se automaticamente, a apresentação periódica de cartas dinamométricas.

No caso da simulação do poço de “gas lift”, que diagnosticou um aumento no volume do gás injetado, mostrado na Figura 29, o gerente também acusou o problema, sem no entanto tomar medida externa ao controle do poço, uma vez que o problema foi resolvido automaticamente pelo controle do poço, através da válvula de gás injetado

Nas simulações feitas com o subsistema da planta de processo, as atuações do gerente foram:

- * identificação do problema, recomendação da ação e acompanhamento até a normalização dos parâmetros, para o diagnóstico da presença de emulsão óleo-água no separador de teste, conforme a Figura 33.
- * por se tratar de um problema de segurança, foi identificada a anomalia e executado o fechamento de um poço a fim de reduzir o volume de gás no vaso, como atuação para o problema de arraste de gás para a linha de líquido no separador de produção, conforme mostrado na Figura 34.

7.4.2 O Experimento do Gerente

As tarefas realizadas pelo gerente para o poço de bombeio mecânico foram: aquisições de cartas dinamométricas de superfície e de fundo, através do escritório central do SICAD, que estão ilustradas nas Figuras 24, 25, 26 e 27. Foi testada também automaticamente, a aquisição periódica de cartas dinamométricas.

No caso da situação do poço de “gas lift”, que verificou uma contrapressão do separador de teste, mostrada na Figura 31, o gerente também acusou o problema, sem no entanto tomar medida externa ao controle do poço, uma vez que o controle do poço resolveu o problema automaticamente por meio da válvula de controle de injeção de gás.

Na situação do controle da planta de processo no separador de produção S2, em que se verificou a ocorrência de uma golfada de líquido, mostrada na Figura 36, após a identificação do diagnóstico, o gerente recomendou transferir o poço, que periodicamente já produzia por golfada (informação constante da base de dados), para o separador de teste, e acompanhou o retorno dos parâmetros à situação normal inicial.

A análise dos resultados mostra que a metodologia adotada demonstrou ser bem eficiente, no que diz respeito à proposição de controle integrado de poços e a emissão de diagnósticos. Verifica-se também que a forma e os tempos de atuação do gerente, atendem à dinâmica de funcionamento dos poços e da planta de processo.

A indicação através do subsistema de gerenciamento, dos poços produzindo ou não, e da planta operando corretamente ou não, é de grande ajuda ao operador visto que, a operação remota dos poços e da planta, permite monitorá-los sem o deslocamento do operador até os locais desses sistemas de produção

Atualmente, o subsistema de gerenciamento dos poços e da planta de processo, se encontra em operação no experimento após um período curto de paralisação, devido a problemas de compatibilidade do microcomputador com as tensões e correntes praticadas no local.

CAPÍTULO 8 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

8.1 Conclusões

O principal objetivo da presente pesquisa foi o estudo para desenvolvimento de um sistema inteligente de gerenciamento das operações e de diagnósticos de problemas relativos a um poço equipado com bombeio mecânico, a um poço que produz por “gas lift” contínuo, e a planta de processamento dos fluidos produzidos. Este estudo foi realizado através da pesquisa em três partes componentes do sistema principal SIEP inicialmente independentemente, mais tarde de forma integrada. São eles: SIEP - “Gas Lift”, SIEP - Planta e SIEP - Gerente. Esta estratégia implementada possibilitou uma melhor compreensão do domínio do problema analisado, assim como uma melhor avaliação da idéia proposta.

As principais conclusões obtidas são:

- O sistema inteligente, desenvolvido com base em princípios de sistemas neurais simbólicos e lógica nebulosa, mostrou ser viável e bastante adequado para o diagnóstico de problemas e controle em poços de “gas lift”, em poços de bombeio mecânico e em plantas de processo.
- Através do uso de simuladores de operação de poços e de processos, é possível desenvolver em laboratório e implementar em campo, controles inteligentes para gerenciar operações simultâneas de poços e processos, e diagnosticar problemas em poços de “gas lift” contínuo (GLC) e na planta que processa os fluidos produzidos pelos poços.
- É fundamental a definição correta dos parâmetros a serem monitorados, de operação de poços e do processo, assim como a sua precisa medição, para o perfeito funcionamento dos controles.
- Verificou-se que os simuladores são excelentes ferramentas de treinamento para o pessoal de operação (engenheiros e operadores), uma vez que ajudam a melhorar o entendimento dos processos envolvidos, nos poços de GLC e na planta de processamento primário de petróleo.
- A análise operacional indicou que a dinâmica do poço de GLC é lenta, contemplando constantes de tempo da ordem de minutos a horas. Por outro lado, a planta de processo mostrou que sua dinâmica não é tão lenta, operando com constantes de tempo da ordem de segundos. Este resultado é fundamental para o desenvolvimento e escolha correta do processador que operará o sistema.
- Através do desenvolvimento dos simuladores e de suas aplicações, verifica-se que as representações simplificadas dos fenômenos físico-químicos e das reações químicas, presentes na unidade de processamento em análise, são suficientes para o estudo do controle e diagnóstico de problemas do processo.

- A característica modular do sistema possibilita que novas ações sejam implementadas no controle, sem grandes alterações na estrutura do mesmo, e ainda, pode ser estendido para um processo genérico de porte igual ou pouco maior.
- Tanto o gerenciamento automático das operações do poço de “gas lift” e do processo, como a execução, automatizada da operação do poço de bombeio mecânico, incluindo a aquisição e o tratamento da carta dinamométrica, se mostraram bastante eficientes.
- O sistema integrado proposto neste trabalho, se inserido numa estratégia de automação e controle de poços e dos processos de produção de petróleo, localizados em terra ou no mar, possibilitará significantes melhorias em termos de produtividade e de segurança para os mesmos.
- O controle alternativo proposto para a planta de processo é um sistema híbrido, que utiliza processamento simbólico e processamento numérico.

8.2 Recomendações

Alguns pontos do presente trabalho como temas futuros. Dentre as principais recomendações citam-se:

- I. Caracterizar de forma qualitativa (“oscilações”, “convergência”, “fora de controle” e outras) e quantitativa (avaliação dos valores numéricos), os ruídos presentes nos sinais de aquisição e atuação dos poços e da planta de processo.
- II. Transformar o sistema protótipo em um sistema produto mais amigável ao usuário, pois é através do uso que se pode expandir a potencialidade, como também validar inovações ao sistema.
- III. Estender os testes da proposta do subsistema de gerenciamento para a utilização do mesmo de forma mais abrangente e num período de testes mais prolongado.
- IV. Estender o estudo visando a aplicação desse sistema para instalações de produção marítimas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Alegre, L.; Estevam, V. and Patricio, A.R. - "An Intelligent System to Predict Sucker Rod Pumping Problems", Proceedings of International Fuzzy Systems Association (IFSA 95), S. Paulo, Brasil, 1995.
2. Alegre, L.; Morooka, C.K. and Rocha, A.F. - "Intelligent Approach to Rod Pumping Problems", Society of Petroleum Engineers (SPE) 26253, 1993.
3. Assmann, B.W. e Bolonhini, E.H. - "Controle Inteligente para o Bombeio mecânico", Relatório Interno Petrobrás, 1994.
4. Aström, K.J. and Wittenmark, B. - "Computer Controlled Systems: Theory and Design", Prentice-Hall, New Jersey, E. U. A, 1990.
5. Brill, J.P. and Beggs, H.D. - "Two-Phase Flow in Pipes", Fourth Edition, First Print, U.S.A, March 1982.
6. Brown, K.E. - "The Technology of Artificial Lift: Design and Analysis Gas Lift", PenWell Publishing Company, Tulsa Ok., U.S.A, 1980.
7. Brown, K.E. - "Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis", PenWell Publishing Company, Tulsa Ok., U.S.A, 1984.
8. Choi, K.L. - "Digitalização de Cartas Dinamométricas com Determinação de Cartas de Fundo e Diagnósticos Automáticos por um Sistema Especialista", 1º Seminário de Tecnologia de Produção, Petrobrás, 1993.
9. Corrêa, J.F.S. - "Sistema Inteligente para Aplicações de Soluções ao Bombeamento Mecânico de Petróleo", Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Dezembro, 1995.
10. Coughanowr, D.R. e Koppel, L.B. - "Análise e Controle de Processos", Editora Guanabara, Rio de Janeiro, 1986.
11. Derek, H.J. - "Sucker Rod Pumping Unit Diagnostics using an Expert System and Pattern Recognition Technique", Ms Thesis, Texas A&M University, 1988.
12. Fagundes, N.J.R. - "Manual do programa VGL", Petrobrás/Depro/Diol, 1988.
13. Fetkovich, M.J. - "The Isocronal Testing of Oil Well", Society of Petroleum Engineers (SPE) 4529, 1973.
14. Foley, W.L. and Svinos, J.G. - "EXPROD: Expert Advisor Program for Rod Pumping", Society of Petroleum Engineers (SPE) 16920, 1987.

15. Frank, P.M. - "Fault Diagnosis in Dynamic Systems using Analytical and Knowledge-Based Redundancy", *Revista Automatica* 34, 1990.
16. Ge, J.; Qi, Z. and Pan, Z. - "A New Approach to Identification of Beam Pump Dynamometer Card", Conference on Artificial Intelligence in Petroleum Exploration & Production (CAIPEP), Texas U.S.A, 1993.
17. Gibbs, S.G. and Neely, A.B. - "Computer Diagnosis of Down-Hole Conditions in Sucker Rod Pumping Wells", *Journal of Petroleum Technology*, 1966.
18. Gilbert, W.E. - "An Oil-Well Pump Dynagraph", American Petroleum Institute (API), Drilling and production Practice, 1936.
19. Ginn, P.L. - "An Introduction to Process Control and Digital Mini computers", Gulf Publishing Company, Houston, Texas E.U.A, 1982.
20. Giozza, W.F. - "Simulation of Gas-Oil Separator Behavior under Slug Flow Conditions", Ms Thesis, The University of Tulsa, Ok, U.S.A, 1983.
21. Hebb, D.O. - "The Organization of Behaviour", John Wiley, N.Y, U.S.A, 1949.
22. Himmelblau, D.M. - "Fault Detection and Diagnosis in Chemical and Petrochemical Processes", *Chemical Engineering Monographs* 8, Elsevier, Amsterdam, Net., 1978.
23. Hopfield, J.J. - "Neural Networks and Physical Systems with Emergent Collective Computational Abilities", *Proceedings of the National Academy of Sciences*, Vol. 79, 1982.
24. Hoskins, J.C. - "Fault Diagnosis in Complex Chemical Plants using Artificial Neural Networks", *AIChE Journal* 37, 1991.
25. Isermann, R. - "Process Fault Detection Based on Modeling and Estimation Methods", *Revista Automatica* 20, 1984.
26. Kane, L. - "Handbook of Advanced Process Control Systems and Instrumentation", U.S.A, Janeiro, 1989.
27. Keating, J.F.; Laine, R.E. and Jennings, J.W. - "Pattern Recognition Applied to Dynamometer Cards", *Society of Petroleum Engineers (SPE)* 19394, 1989.
28. Knecht, A.H.M. - "Um Acelerador Genético para Redes Neurais", 1º Congresso Brasileiro de Redes Neurais, Escola Federal de Engenharia de Itajuba (E.F.E.I), Brasil, 1994.
29. Kramer, M. and Palowitch, B.L. - "A Rule-Based Approach to Fault Diagnosis Using the Signed Directed Graph", *Aiche Journal*, 33, 1987.

30. Lee, C.C. - "Fuzzy Logic in Control Systems: Fuzzy Logic Controller", IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Vol. 20, 1990.
31. Lipmann, R.P. - "An Introduction to Computing with Neural Nets", IEEE ASSP Magazine, Abril, 1987.
32. MacGregor, J.F. - "On-line Statistical Process Control", Rev. Chemical Engineering Progress, 1988.
33. MacAllister, D. - "A Dynamometer Card Interpretation Expert System", Proceedings of CAIPEP - 93, Plano, Texas, 1993.
34. Maeda, M. and Murakami, S. - "Self-Tuning Fuzzy Controller", Trans. Sice of Japan, Vol. 24, 1988.
35. Martinez, E.R.; Moreno, W.J. and Castillo, V.J. - "Rod Pumping Expert System", Society of Petroleum Engineers (SPE) 26246, 1994.
36. Moreno, W.J.; Martinez, E.R. and Maggiolo, R. - "Application of Genetic Algorithm on the Distribution of Gas Lift Injection", Society of Petroleum Engineers (SPE) 26993, 1994.
37. Martins, S.V. - "Efeitos Transientes no Projeto e Análise de Gas Lift Contínuo", Tese de Mestrado, Univesidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 1991
38. Motta, F.B.R. - "Método para Análise de Gas Lift Contínuo", Tese de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), 1987.
39. McCulloch, W.S. - "A Logical Calculus of the Ideas Immanent in Nervous Activity", Bulletin of Math. Biophysics, Vol. 4, 1943.
40. Nazi, G.M.; Ashenayi, K. and Lea, J.F. - "Application of Artificial Neural Networks to Pump Card Diagnosis", Society of Petroleum Engineers (SPE) 25420, 1993.
41. Patricio, A.R. - "SEPLANT - Sistema Especialista para Plantas de processo Marítimas", Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), 1992.
42. Peixoto, G.A. - "Otimização do Diemnsionamento de Gas Lift Contínuo em Poços Marítimos", Tese de mestrado Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 1995.
43. Rocha, A. F. - "The Theory of Brains and Machines: Lectures and Notes in Artificial Intelligence", Springer Verlag, U.S.A, Julho, 1992.
44. Rogers, J.D.; Guffey, C.G. and Oldham, W.J.B. - "Artificial Neural Networks for Identification of Beam Pump Dynamometer Load Cards", Society of Petroleum Engineers (SPE) 20651, 1990.

45. Rossi, N. C. M. - "Otimização do Gas Lift Contínuo", Tese de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), Dezembro, 1986.
46. Rueda, A. and Pedrycz, W. - "A Design Method for a Class of Fuzzy Hierarchical Controllers", IEEE, S. Francisco U.S.A, 1993
47. Serapião, A.B.S. - "SENSOR: Um Sistema Sensorial Inteligente Distribuído", Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), 1996.
48. Schirmer, P.; Bernard, O. and Pengern, L. - "Association of Statistical, Neural Network and Structural Techniques for Analysing Dynamometer Cards", Artificial Intelligence Exploration&Production Conference, U.S.A, 1992.
49. Schirmer, P.; Gay, J.C. and Toutain, P. - "Use of Advanced Pattern-Recognition and Knowledge-Based System in Analysing Dynamometer Cards", Society of Petroleum Engineers (SPE) 22305, 1991.
50. Shak, R.K. - "The Transient Response of Heat Exchangers", Hemisphere Publishing Corp., U.S.A, 1981.
51. Shiguieri, L. e Nishiari, A. - "Controle Automático de Processos Industriais" - Edgard Blucher, S.paulo, Brasil, 1987.
52. Shiu, K.J. - "An Empirical Method of Predicting Temperatures in Flowing Wells", Ms Thesis, The University of Tulsa, Ok, U.S.A, 1976.
53. Stanton, B. D. - "Control System Design: A Brief History", Handbook of Advanced Process Control Systems and Instrumentation, U.S.A, Janeiro, 1989.
54. Tani, T.; Murakoshi, S. and Umamo, M. - "Neuro-Fuzzy Hybrid Control System of Tank Level in Petroleum Plant", Osaka University, Japan, 1994.
55. Teixeira, E.B.F. - "Diagnóstico Inteligente de Falhas em um Processo de Separação Óleo-Gás em Plataformas Offshore", Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 1993.
56. Tenório, M. e Alegre, L. - "Proposta de Construção de Hardware para Rede Neuronal com a Função de Detector e Analisador Automático de Bombeio Mecânico", Relatório Interno Petrobrás, RJ, 1990.
57. Triggia, A. A. - "Fluxo Vertical Multifásico", Publicação Interna Petrobrás, 1983.
58. Triggia, A. A. - "Gradps, Programa para Cálculo de Perdas de Carga no Fluxo Vertical", Unicamp, 1995.
59. Tzafestas, S.G. - "System Fault Diagnosis Using the Knowledge-Based Methodology", Prentice Hall, Cambridge, Great Britain, 1989.

60. Vogel, J.V. - "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells", Journal of Petroleum Technology (JPT), Janeiro, 1968.
61. Wegstein, J. - "Algorithm 2", Communications of Association for Computing Machinery, Vol. 3 Issue 2, 1960.
62. Wiggins, M. - "Generalized Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow", Society of Petroleum Engineers (SPE) 25458, 1993.
63. Winkler, H.W. - "Gas Lift", Petroleum Engineering Handbook, Dallas, U.S.A, 1987

ANEXO I

**FUNDAMENTOS DO SIMULADOR DO POÇO
DE "GAS LIFT" CONTÍNUO**

Neste apêndice é apresentado de forma sucinta, o simulador do poço de "gas lift" contínuo. O desenvolvimento do simulador utilizado neste trabalho, observou as considerações sobre práticas operacionais percorridas por Winkler 1987, e destacadas por Peixoto 1995.

Para facilitar o desenvolvimento do simulador, o poço é dividido em três células independentes que se acoplam num processo contínuo:

- a) coluna de tubos e linha de surgência;
- b) anular;
- c) reservatório.

A coluna de tubos foi modelada como uma mistura multifásica (gás-óleo-água) com fluxo em regime transiente. O espaço anular foi considerado como uma região única, acoplada à coluna de produção através das válvulas de "gas lift" (Martins, 1991). O reservatório foi modelado como sendo uma fonte de massa para a coluna de tubos, e representado no simulador pela curva de IPR do poço (Vogel, 1968).

O simulador deve calcular os parâmetros inerentes ao escoamento multifásico. Esses parâmetros consideram as perdas de carga nas linhas horizontal (surgência) e vertical (coluna de tubos) do poço.

A determinação do gradiente de pressão em um ponto qualquer de uma tubulação horizontal ou vertical, onde há um escoamento multifásico (mistura gás-óleo-água), é feita através da equação de conservação de energia.

Tal equação pode ser escrita como a soma dos componentes gravitacional, fricção e aceleração, em sua forma diferencial:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right) = \left(\frac{dP}{dz}\right)_G + \left(\frac{dP}{dz}\right)_F + \left(\frac{dP}{dz}\right)_A \quad (I.1)$$

sendo:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_G = \rho_m * g \quad (I.2)$$

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_F = f_m * v_m^2 * \rho_m / 2 * D \quad (I.3)$$

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_A = \rho_m * v_m * \frac{dv_m}{dz} \quad (I.4)$$

Em geral, o gradiente $(dP/dz)_A$ de aceleração é muito pequeno, e normalmente é considerado igual a zero no cálculo do gradiente de pressão.

Para o cálculo dos gradientes gravitacional e o de fricção, é necessário o conhecimento de ρ_m e de f_m , que são respectivamente a massa específica média da mistura multifásica e o fator de fricção também multifásico.

A densidade média ρ_m é tomada como a média ponderada entre a densidade do gás e do líquido, conforme a equação:

$$\rho_m = \rho_g (1 - H_L) + \rho_L \cdot H_L \quad (I.5)$$

O fator H_L é conhecido como “holdup” de líquido, e representa a fração de líquido em um determinado trecho da tubulação. O cálculo do “holdup” é bastante complexo, pois no escoamento multifásico há o escorregamento da fase gasosa em relação à fase líquida. Normalmente, a determinação do “holdup” é feita através de medições experimentais, realizadas em poços ou em laboratório.

O fator de fricção multifásico também é determinado de maneira experimental e é calculado através do uso de alguma correlação empírica. Geralmente, f_m é calculado pela relação:

$$f_m = fc * k \quad (I.6)$$

onde;

k: parâmetro determinado empiricamente;

fc: fator de fricção fornecido pela equação conhecida de Colebrook.

O termo “líquido” refere-se aqui à mistura água-óleo. Considerando-se uma propriedade “P” qualquer do líquido (densidade, viscosidade ou outra), calcula-se a mesma como a média ponderada entre as propriedades do óleo e as da água. Sendo f_o a fração de óleo na mistura óleo-água, a propriedade “P” do líquido é calculada como:

$$P_L = P_{\text{óleo}} \cdot f_o + P_{\text{água}} (1 - f_o) \quad (I.7)$$

Outro aspecto importante a se resolver no escoamento multifásico é a entrada ou a saída do gás em solução no óleo, devido a variação da pressão e/ou temperatura num determinado ponto da tubulação. Esse volume de gás que entra ou sai de solução no óleo é determinado experimentalmente em laboratório (análise PVT), ou é fornecido por correlação empírica.

Ressalte-se que esse volume de gás em solução no óleo, altera substancialmente as propriedades do óleo, tais como: viscosidade, densidade e outras.

O cálculo do gradiente de pressão no escoamento multifásico pode ser feito após as seguintes considerações:

1. escolher uma correlação que faça o cálculo de $(dP/dz)_{total}$. Essa correlação deverá prever o cálculo do “holdup” H_L e do fator de fricção f_m ;
2. escolher as correlações pertinentes para o cálculo das propriedades físicas dos fluidos envolvidos numa condição qualquer de pressão e temperatura. Tais propriedades são:
 - . cálculo do gás em solução no óleo e a conseqüente variação no volume de óleo;
 - . cálculo da viscosidade, da tensão superficial, e das densidades do óleo, do gás e da mistura.

Note que a propriedade deve ser calculada para o componente puro e após, deve ser corrigida devido ao efeito do gás que está em solução no líquido. Geralmente, considera-se que a água não admite gás em solução, por ser esse valor muito pequeno.

Tendo em conta as considerações feitas e as equações descritas para o cálculo dos gradientes de pressões nas linhas do poço, e observando-se a abordagem feita sobre a simulação do “gas lift” contínuo no capítulo 4 (subitem 4.4), escolheu-se para o escoamento horizontal a correlação de Beggs-Brill, e para o escoamento vertical a correlação de Hagedorn-Brown.

O escoamento multifásico requer o conhecimento da temperatura em cada ponto da tubulação. Para o escoamento horizontal, foi considerada uma temperatura constante ao longo de todo trecho, uma vez que verificou-se não provocar alteração significativa no resultado deste trecho.

No caso do escoamento vertical, a temperatura geotérmica é calculada pela relação:

$$T_L = 80 + 0,016 * H \quad (I. 8)$$

onde;

T_L : temperatura à profundidade H em °F;

H : profundidade em pés.

Como no fluxo ascendente em um poço há troca de calor entre o fluido e o meio ambiente, a temperatura geotérmica deve ser corrigida para uma temperatura dinâmica de fluxo. Para essa correção foi utilizada a correlação de Shiu, 1976.

Ainda para o cálculo das perdas de carga em um escoamento multifásico, é necessário conhecer algumas propriedades dos fluidos envolvidos. Essas propriedades podem ser determinadas em laboratório, ou o que é mais usual, por meio de correlações empíricas.

A Tabela 11 apresenta as propriedades dos fluidos com as respectivas correlações empíricas, utilizadas pelo simulador:

Tabela 11: Propriedades e correlações Utilizadas pelo Simulador

Propriedade	Sigla	Correlação
Razão de solubilidade do gás no óleo	R_s	Vazquez
Fator volume de formação do óleo	B_o	Vazquez
Fator de compressibilidade do gás	z	Dranchuk & Abou-Kassen
Viscosidade do gás	μ_g	Lee et al.
Viscosidade do óleo morto	μ_{oD}	Beggs-Robinson
Viscosidade do óleo com gás dissolvido	μ_o	Beggs-Robinson
Fator de fricção	f	Colebrook

As correlações testadas para as tensões superficiais de óleo e da água não proporcionaram bons resultados. Assim, foi adotado o valor para a tensão superficial do óleo de 30 dina/cm, e para a tensão superficial da água de 72 dina/cm.

O valor da densidade relativa da água foi assumido constante e igual a 1,07. Para a água salgada, a viscosidade foi também assumida constante e igual a 0,65 cp, e o fator volume de formação (B_w) igual a 1.

Um dos problemas mais comuns na produção de petróleo é, dadas determinadas condições geométricas do poço, pressões de superfície e outras variáveis, calcular a produção possível, quando esse sistema é acoplado a um determinado reservatório.

Para a solução desse problema, é necessário efetuar o cálculo da pressão dinâmica de fundo, devendo-se fornecer uma vazão de líquido (q_l), e uma vazão de gás (q_g). Para essa vazão de líquido é calculada uma pressão de fundo em fluxo (P_{wf}), já no reservatório, para essa mesma vazão q_l deverá ser mantida uma pressão P_r . Para o equilíbrio, P_r deverá ser igual a P_{wf} .

Para efetuar esse cálculo, acoplou-se o modelo de escoamento multifásico, com o modelo de reservatório fornecido por Vogel (1963). Como o cálculo é iterativo, foi utilizado o algoritmo de Wegstein (1960), para acelerar a convergência.

O processo de cálculo do simulador é o mesmo descrito por Brill-Beggs (1982). O programa aborta se não houver convergência após 250 iterações. O simulador foi desenvolvido para efetuar os cálculos só para a linha de surgência, só para o poço ou o acoplamento de ambos. O programa permite ainda, fazer o cálculo da perda de carga na direção do fluxo ou no sentido inverso.

ANEXO II

MODELAGEM DA PLANTA DE PROCESSAMENTO DOS FLUIDOS

Aqui são descritas as expressões matemáticas de modelagem termodinâmica dos vasos e de alguns instrumentos que fazem parte de uma planta terrestre de produção de petróleo e gás natural

A disponibilidade de um modelo para cada componente da planta é fundamental, uma vez que foi preciso um programa que simulasse a planta e gerasse informações para o controle. Observa-se que a investigação dos modelos leva a um bom entendimento da operação deste processo. Devem ser evidenciadas por estes modelos, mesmo que de maneira aproximada, as constantes de tempo do processo e as relações entre as variáveis.

O modelo matemático e termodinâmico adotados neste trabalho foram coletados de referências, trabalhos técnicos, dados de projetos dos vasos e dos instrumentos e entrevistas com engenheiros e técnicos envolvidos com a operação desse tipo de planta. Ressalte-se que este modelo já foi utilizado e implantado no campo e validado por meio de outros sistemas conforme consta na literatura.

Os modelos usados para os vasos da planta de processo em estudo, se baseiam nas hipóteses de que a temperatura de operação e o fator de compressibilidade do gás são constantes ao longo dos processos e a densidade do gás é uniforme dentro dos vasos de pressão (Giozza, 1983).

II. 1 Separadores de Produção

Os separadores de produção deste processo são bifásicos (Figura 37). As equações que modelam o comportamento destes vasos se baseiam em um balanço de massa, considerando a geometria dos mesmos, que no caso trata-se de cilindros horizontais.

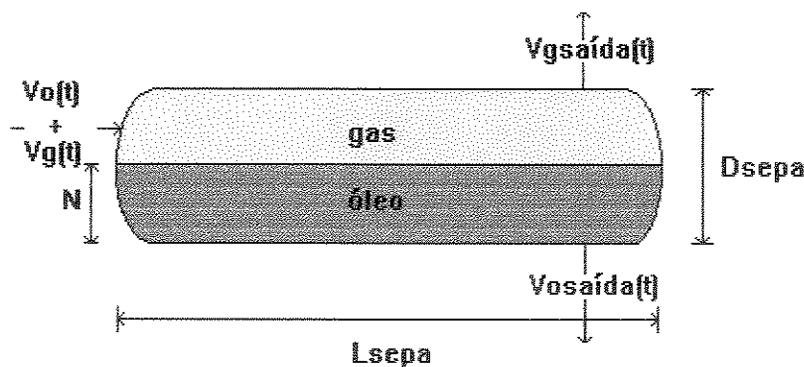


Figura 37: Separador de Produção.

variáveis de entrada:

Voi: volume de óleo retido no vaso em ft^3
 Voe: volume de óleo de entrada em ft^3
 Qoi: vazão de óleo inicial em bbl/d
 Qos: vazão de óleo de saída em bbl/d

Voa: volume de óleo atual em ft^3
 Vos: volume de óleo de saída em ft^3
 Qoe: vazão de óleo de entrada em bbl/d
 Qga: vazão atual de gás em ft^3/d

parâmetros de configuração:

Dsepa: diâmetro do separador em ft

Lsepa: comprimento do separador em ft

variáveis de saída:

N: nível em ft

P: pressão em psi

A variação do volume de óleo (V_o) apresenta-se da seguinte forma:

$$Voi = A(N) \cdot Lsepa \quad (\text{II} . 1)$$

$$Voa = Voi + Voe - Vos \quad (\text{II} . 2)$$

$$dVoa/dt = Qoi + Qoe - Qos \quad (\text{II} . 3)$$

em qualquer instante;

$$\gamma = \arccos [1 - (2 \cdot N/Dsepa)] \quad (\text{II} . 4)$$

$$A(N) = Dsepa \cdot Lsepa \cdot \text{sen} \gamma \quad (\text{II} . 5)$$

$A(N)$: área da superfície de líquido no nível N.

Desta forma, a capacidade ao óleo é calculada pela equação quando $N = N_{\text{max}}$, sendo N_{max} o máximo nível permitido para o separador.

$$Q_o = Voi/Tret \quad (\text{II} . 6)$$

onde;

Tret: tempo de retenção no vaso em min.

A capacidade ao gás é determinada pela equação:

$$Qga = v \cdot A \quad (\text{II} . 7)$$

onde;

v: velocidade do gás em ft/s ;

A: área em ft^2

A velocidade do gás deve ser tal que impeça o carreamento de gotículas de óleo. A expressão para a velocidade que observa essa restrição tem a seguinte forma:

$$v = C [(\rho_{\text{óleo}} - \rho_{\text{gás}})/\rho_{\text{gás}}]^{1/2} \quad (\text{II} . 8)$$

onde;

C: coeficiente de separação, função do tipo de vaso e dos volumes de entrada de óleo e de gás.

A área A, é a área disponível para o gás no separador. Assim sendo, a capacidade ao gás do vaso assume a seguinte equação:

$$Q_{sga} = (67824 * C * D_{sepa}^2) / 2 * (P_{ga} / \rho_{g_{sc}}) * (T_{sc} + 460 / T + 460) * [(\rho_{\text{óleo}} - \rho_{\text{gás}}) / \rho_{\text{gás}}]^{1/2} \quad (\text{II} . 9)$$

parâmetros auxiliares:

P_{ga} : pressão atual do gás em psia
°F

T_{sc} : temperatura “standard” em graus

P_{gsc} : pressão “standard” em psia

T: temperatura de separação em graus °F

Q_{sga} : vazão “standard” atual de gás em ft^3/d

ρ_o : densidade do óleo em lb_m/ft^3

ρ_g : densidade do gás em lb_m/ft^3

II . 2 Separadores de Teste

Para estes separadores (Figura 38) as equações são modificadas somente em relação à geometria do vaso, que no caso se refere a cilindros verticais. Assim, as constantes de configuração são o D_{sepa} em ft, e o L_{sepa} também em ft, que é a altura H menos o nível N, logo:

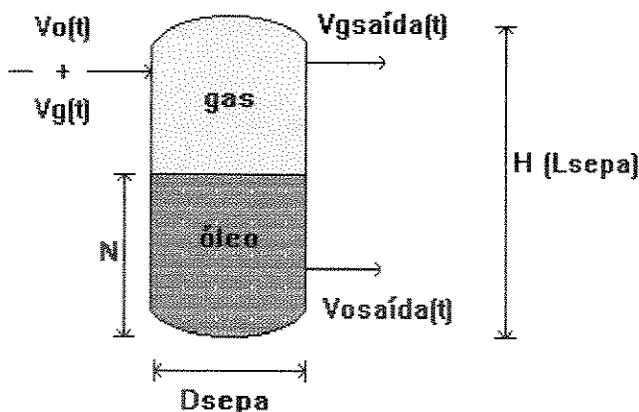


Figura 38: Separador de Teste.

As variáveis de entrada e saída e os parâmetros de configuração e auxiliares que compõe as equações de modelagem destes vasos, são os mesmos apresentados para os separadores de produção, representados pelas equações de (II . 1) a (II . 9) e;

variáveis de entrada:

V_{oi} : volume de óleo retido no vaso em ft^3

V_{oa} : volume de óleo atual em ft^3

V_{oe} : volume de óleo de entrada em ft^3

V_{os} : volume de óleo de saída em ft^3

Q_{oi} : vazão de óleo inicial em bbl /d

Q_{oe} : vazão de óleo de entrada em bbl /d

Q_{os} : vazão de óleo de saída em bbl /d

Q_{ga} : vazão atual de gás em ft^3/d

parâmetros de configuração:

Dsepa: diâmetro do separador em ft

Lsepa: comprimento do separador em ft

variáveis de saída:

N: nível em ft

P: pressão em psi

$$V_{oi} = A * N$$

$$A = \pi \cdot D_{sepa}^2 / 4 \quad (II .10)$$

Quando $N = N_{max}$, tem-se a capacidade ao líquido do separador. Assim,

$$Q_o = V_{oi} / T_{ret}$$

$$V_{ga} = \pi D_{sepa}^2 / 4 \cdot (H - N) \quad (II .11)$$

$$Q_{sga} = (67824 * C * D_{sepa}^2) / 2 * (P_{ga} / \rho_{g_{sc}}) * (T_{sc} + 460 / T + 460) * [(\rho_{\text{óleo}} - \rho_{\text{gás}}) / \rho_{\text{gás}}]^{1/2}$$

Nas equações acima foi desprezada a parte não cilíndrica do vaso.

II . 3 Tratadores de Óleo

O tratamento de óleo nesta planta está sendo feito a frio ou seja, a água é decanta e é descartada controladamente para o dique através de válvulas manuais. O nível de óleo e a pressão do gás são variáveis controladas automaticamente e são descritas pelas mesmas equações já mostradas para os vasos verticais. No caso de acionamento do tratamento a quente (implementado neste simulador), a equação de estado que define a pressão do gás no vaso é modificada (Shak, 1981).

variáveis de entrada:

Voi: volume de óleo retido no vaso em ft³

Voa: volume de óleo atual em ft³

Voe: volume de óleo de entrada em ft³

Vos: volume de óleo de saída em ft³

Qoi: vazão de óleo inicial em bbl /d

Qoe: vazão de óleo de entrada em bbl /d

Qos: vazão de óleo de saída em bbl /d

Qga: vazão atual de gás em ft³/d

T: temperatura em graus °R

$\rho(P,T)$: densidade do gás à pressão e à temperatura

parâmetros de configuração:

Dtrata: diâmetro do tratador em ft

Ltrata: comprimento do tratador em ft

variáveis de saída:

N: nível em ft

P: pressão em psi

Sabendo-se a densidade de referência do gás nas condições de Psc (pressão "standard") e Tsc (temperatura "standard"), a densidade do mesmo é explicitada pela seguinte relação:

$$\rho = \rho_{sc} \cdot P / P_{sc} \cdot T_{sc} / T \quad (II .12)$$

As equações de representações das capacidades ao óleo e ao gás dos tratadores, estão descritas a seguir:

$$A = \pi \cdot D_{trata}^2 / 4 \quad (II.13)$$

$$Q_o = V_{oi} / T_{ret}$$

$$V_{ga} = \pi D_{trata}^2 / 4 \cdot (H - N) \quad (II.14)$$

$$Q_{sga} = (67824 \cdot C \cdot D_{trata}^2) / 2 \cdot (P_{ga} / \rho_{g_{sc}}) \cdot (T_{sc} + 460 / T + 460) \cdot [(\rho_{\text{óleo}} - \rho_{g_{\text{ás}}}) / \rho_{g_{\text{ás}}}]^{1/2}$$

II. 4 Depurador de Gás

Apesar deste vaso trabalhar praticamente só com gás, as variáveis, os parâmetros e as equações para o nível do líquido são aplicados. Estas equações e a da pressão do gás são as mesmas descritas para os outros vasos de pressão. Quanto a sua geometria é também a de um cilindro vertical, de forma idêntica à dos separadores de teste e à dos tratadores.

variáveis de entrada:

Voi: volume de óleo retido no vaso em ft³

Voe: volume de óleo de entrada em ft³

Qoi: vazão de óleo inicial em bbl /d

Qos: vazão de óleo de saída em bbl /d

Voa: volume de óleo atual em ft³

Vos: volume de óleo de saída em ft³

Qoe: vazão de óleo de entrada em bbl /d

Qga: vazão atual de gás em ft³/d

parâmetros de configuração:

Ddepu: diâmetro do depurador em ft

Ldepu: comprimento do depurador em ft

variáveis de saída:

N: nível em ft

P: pressão em psi

A variável nível é digital (a válvula é tipo totalmente aberta ou totalmente fechada) , e a pressão é analógica (a válvula é de controle). As equações de representações da capacidades ao óleo e ao gás dos tratadores, estão descritas a seguir:

$$A = \pi \cdot D_{depu}^2 / 4 \quad (II.15)$$

$$Q_o = V_{oi} / T_{ret}$$

$$V_{ga} = \pi D_{trat}^2 / 4 \cdot (H - N) \quad (II.16)$$

$$Q_{sga} = (67824 \cdot C \cdot D_{depu}^2) / 2 \cdot (P_{ga} / \rho_{g_{sc}}) \cdot (T_{sc} + 460 / T + 460) \cdot [(\rho_{\text{óleo}} - \rho_{g_{\text{ás}}}) / \rho_{g_{\text{ás}}}]^{1/2}$$

II. 5 Bombas de Transferência

As bombas (ver representações na Figura 13, página 37) com mecanismo de funcionamento alternativo utilizado para transferência de óleo, foram modeladas de forma a ser “geradoras de pressão” para o óleo, devido sua simplicidade de funcionamento.

variáveis de entrada:

Pent: pressão de entrada em psi Vent: volume de entrada em ft³ na unidade de tempo

parâmetro de configuração:

ρ : densidade em lb/ft³

variáveis de saída:

$P_{saída}$: pressão de saída em psi $V_{saída}$: volume de saída em ft³ na unidade de tempo

As equações que governam o funcionamento destas bombas são:

$$P_{saída} = P_{ent} + \delta P \quad (II . 17)$$

$$\delta P = \rho . g . (\Sigma h + \text{perda por fricção}) \quad (II . 18)$$

$$P_{ent} = P_{tq} + \rho . g . N_{tq} - \delta P_{filtro} \quad (II . 19)$$

$V(t)_{bomba}$ = no mínimo a produção diária de líquido

parâmetros auxiliares

δP : perda de carga

N_{tq} : nível do tanque em ft

P_{tq} : pressão do tanque em psi

As falhas usuais relatadas para estes tipos de bombas são: perda de carga na admissão além das já citadas e desligamento espúrio. A representação desta perda de carga adicional, implica na introdução de um δP_{linha} gerado por alguma redução no diâmetro da mesma quando este evento ocorre. Assim, a equação (II . 19) pode ser reescrita como:

$$P_{ent} = P_{tq} + \rho . g . N_{tq} - \delta P_{filtro} - \delta P_{linha} \quad (II . 20)$$

A simulação do desligamento da bomba foi feita interrompendo o fluxo (a vazão da bomba cai até zero em questão de segundos) e a pressão de saída equaliza com a pressão de entrada.

II . 6 Compressor de gás Natural

A unidade compressora representada também na Figura 13, que tem também mecanismo de funcionamento alternativo para o gás natural produzido, também foi modelada como “geradora de pressão” para o gás, tendo em conta sua atuação neste processo.

variáveis de entrada:

P_{adm} : pressão de admissão em psi

V_{asp} : volume aspirado em ft³ na unidade de tempo

V_{desl} : volume deslocado em ft³ na unidade de tempo

N_c : número de ciclos no tempo

R_c : razão de compressão

parâmetros de configuração:

k : coeficiente adiabático

η_{vol} : rendimento volumétrico

variáveis de saída:

P_{desc} : pressão de descarga em psi V_{desc} : volume de descarga em ft³ no tempo

T_{desc} : temperatura de descarga em graus °R

As equações que modelam o trabalho do compressor alternativo são:

$$dV_{asp}/dt = V_{asp} \cdot N_c \quad (II . 21)$$

$$V_{asp} = \eta_{vol} \cdot V_{desl} \quad (II . 22)$$

$$V_{desl} = (\pi \cdot D^2/4) \cdot L_{cil} \quad (II . 23)$$

$$R_c = P_{desc}(abs)/P_{adm}(abs) \quad (II . 24)$$

$$T_{desc} = (P_{desc}/P_{adm})^{(k-1)/k} \cdot T_{ent} \quad (II . 25)$$

parâmetros auxiliares:

T_{ent} : temperatura de entrada em graus °R

L_{cil} : comprimento do cilindro do compressor

Os relatórios de operação deste equipamento ao longo de um ano (período analisado), mostram que muitos são os motivos de paradas relacionadas ao motor e ao compressor. Os problemas mais frequentes são: pressões do gás alta e baixa na admissão e na descarga, combustível de alimentação do motor e válvulas do compressor. Estes principais problemas relacionados denotam relações com perdas de carga, resfriamento e mau funcionamento, tudo já representado nas equações de modelagem.

II . 7 Tanques de Armazenamento e Transferência

Estes tanques (ver desenhos na Figura 1) trabalham à pressão atmosférica (o pouco gás que chega até eles é ventilado para a atmosfera) e portanto não têm controle de pressão. O grande problema na operação dos mesmos é o controle de nível, que pode evitar o derramamento de óleo ou que as bombas trabalhem em vazio. Como as variáveis de entrada e saída e os parâmetros de configuração que constituirão as equações a seguir já foram definidos anteriormente, vai-se direto às descrições das relações:

variáveis de entrada:

V_{oi} : volume de óleo retido no vaso em ft^3

V_{oe} : volume de óleo de entrada em ft^3

Q_{oi} : vazão de óleo inicial em bbl /d

Q_{os} : vazão de óleo de saída em bbl /d

V_{oa} : volume de óleo atual em ft^3

V_{os} : volume de óleo de saída em ft^3

Q_{oe} : vazão de óleo de entrada em bbl /d

parâmetros de configuração:

D_{tanque} : diâmetro do depurador em ft

L_{tanque} : comprimento do depurador em ft

$$V_{oi} = A \cdot H_{tanque} \quad (II . 26)$$

$$V_{oa} = V_{oi} + V_{oe} - V_{os} \quad (II . 27)$$

$$dV_{oa}/dt = Q_{oi} + Q_{oe} - Q_{os} \quad (II . 28)$$

$$A = \pi \cdot D_{tanque}^2/4 \quad (II . 29)$$

variáveis de saída:

N : nível em ft

II . 8 Instrumentos de Controle e medição

II . 8 . 1 Válvulas de Controle

Nestas válvulas a determinação da abertura se dá através do sinal de saída do controle correspondente. A modelagem aqui descrita se refere aquelas com atuadores pneumáticos.

As equações utilizadas nesta modelagem, podem ser encontradas nos manuais de dimensionamento de válvulas de controle fornecidos pelos fabricantes das mesmas (Coughanowr e Koppel, 1986).

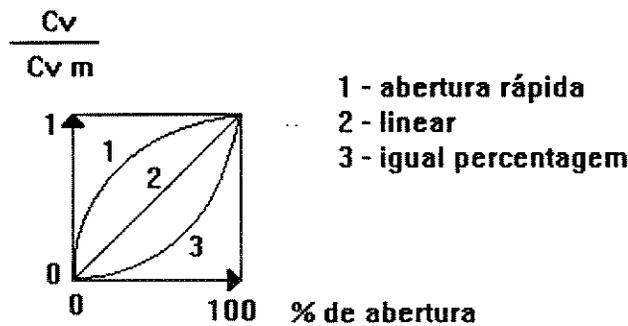


Figura 39: Curvas das Válvulas de Controle.

variáveis de entrada:

$y(4 \text{ a } 20\text{mA})$: sinal da válvula de controle em mA

P_{mont} : pressão a montante em psi

P_{jus} : pressão a jusante em psi

parâmetros de configuração:

C_v : capacidade de vazão da válvula C_f : coeficiente de recuperação de pressão

C_v : $c_{vlv} \times$ abertura: característica da válvula de nível

C_{v_m} : capacidade máxima de vazão da válvula

c_{vlv} : coeficiente de abertura da válvula de nível

C_v : $c_{ppv} \times$ abertura: característica da válvula de pressão

c_{ppv} : coeficiente de abertura da válvula de pressão t_v : constante de tempo da válvula

γ : densidade relativa do fluido

T : temperatura em graus °R

variáveis de saída:

$V(t)$: volume na unidade de tempo

$x(0,0 \text{ a } 100,0)$: abertura da válvula em %

A equação diferencial de primeira ordem a seguir, fornece uma boa aproximação do movimento da haste como resposta às variações no sinal de controle:

$$dx/dt = (y - x)/t_v$$

(II . 30)

onde:

y: sinal de controle da válvula

x: abertura da válvula

As curvas da válvula (abertura rápida, linear e igual percentagem), conforme mostradas na Figura 39, indicam a capacidade de vazão para cada abertura. Para determinação da vazão, foi utilizado o manual de dimensionamento de válvulas de controle da Masoneillan

$$C_v = C_{vm} \cdot f(x) \quad (\text{II} . 31)$$

onde:

f(x): curva da válvula

As equações para as válvulas de líquidos são:

$$\delta P_s = P_{mont} - P_v \cdot (0,96 - 0,28) \cdot (P_v/P_c)^{1/2}$$

Dependendo do valor de δP_s , as vazões Q devem ser calculadas por uma das relações descritas a seguir:

$$\text{fluxo subcrítico, com } \delta P < C_f^2 \cdot \delta P_s; \quad Q = (c_v l v / 1,16) \cdot (\delta P / \gamma)^{1/2} \quad (\text{II} . 32)$$

$$\text{fluxo crítico, com } \delta P \geq C_f^2 \cdot \delta P_s; \quad Q = (c_v l v / 1,16) \cdot (\delta P_s / \gamma)^{1/2} \quad (\text{II} . 33)$$

As equações para as válvulas de gases são:

$$\text{fluxo subcrítico, com } \delta P < 0,5 C_f^2 \cdot P_{mont}; \\ Q' = 295 \cdot c_{ppv} [\delta P \cdot (P_{mont} + P_{jus}) / \gamma \cdot T]^{1/2} \quad (\text{II} . 34)$$

$$\text{fluxo crítico, com } \delta P \geq 0,5 C_f^2 \cdot P_{mont}; \\ Q' = (257 \cdot c_{ppv} \cdot P_{mont} \cdot C_f) / (\gamma \cdot T)^{1/2} \quad (\text{II} . 35)$$

A vazão de gás Q' é fornecida em ft³/h a 70 graus °F e 14,7 psi. Para converter para P em psia T em graus °R fica:

$$Q = Q' \cdot (1,03/P) \cdot (T/530)$$

A análise de falhas na operação destas válvulas demonstrou que o principal problema denotado é o chamado emperramento da haste. Quando este fenômeno acontece, a equação (II . 33) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$dx/dt = 0 \quad (\text{II} . 36)$$

Em caso de ocorrência de falha no suprimento de ar, a válvula fecha ou abre totalmente. Nesta situação, a equação (II . 31) assume as seguintes formas:

$$dx/dt = -x / tv, \quad \text{para válvula do tipo falha-fecha} \quad (\text{II} . 37)$$

$$dx/dt = (1 - x) / tv \quad \text{para válvula do tipo falha-abre} \quad (\text{II} . 38)$$

II . 8 . 2 Transmissores

O controle central recebe as variáveis de processo medidas continuamente e remotamente através dos transmissores eletrônicos, que fazem a conversão das medidas em sinais elétricos (corrente) de 4 a 20 mA. O range de transmissão do transmissor é definido pelos limites máximo e mínimo dos sinais (Shiguieri e Nishiari, 1987).

variável de entrada:

m: valor da variável medida

parâmetros de configuração:

Mmin: alcance mínimo

Mmax: alcance máximo

variável de saída:

u(4 a 20): sinal enviado em mA

Considerando a transmissão sem ruído, o sinal enviado é expresso pela seguinte relação:

$$du/dt = \text{sat} [(m - M_{\min}) / (M_{\max} - M_{\min})] \quad (\text{II} . 39)$$

$$\begin{aligned} \text{sat}(x) &= 4, \text{ se } x < 0 \quad (\text{II} . 43) \\ &= x, \text{ se } 0 \leq x \leq 4 \\ &= 20, \text{ se } x > 4 \end{aligned}$$

As características de modelagem do sinal com ruído devem ser definidas caso a caso. Considerando um ruído δu proporcional à medição, seu modelo pode ser desenvolvido via uma variável aleatória r distribuída normalmente com média zero e desvio padrão σ entre 4 e 20 mA. Assim:

$$r \approx N(0, \sigma)$$

$$\delta u = (du/dt) \cdot r \quad (\text{II} . 40)$$

$$u = \text{sat}(du/dt + \delta u) \quad (\text{II} . 41)$$

O histórico de falhas destes transmissores indica: um sinal abrupto de saída (“bias”), uma descalibração progressiva (“drift”) e um aumento do nível de ruído (Teixeira, 1993).

As equações que modelam estes problemas são:

$$du/dt = \text{sat} [(m + b - M_{\min}) / (M_{\max} - M_{\min})] \quad (\text{II} . 42)$$

$$du/dt = \text{sat} \{ [m + a(t - t_0) - M_{\min}] / (M_{\max} - M_{\min}) \} \quad (\text{II} . 43)$$

As variações do nível de ruído foram modeladas alterando os valores do desvio σ .

II . 8 . 3 Totalizadores de Vazão

Estes totalizadores trabalham como integradores, computando a vazão de fluido que passa por uma determinada parte da planta. Esta medição é volumétrica e por isto,

para se ter a vazão mássica de gás, é preciso compensar a pressão e a temperatura, uma vez que a densidade varia com estes parâmetros (Isermann, 1984).

variáveis de entrada:

Q: vazão volumétrica instantânea em bbl/d
psi

P: pressão do gás em

T: temperatura do gás em graus °R

Constantes de Configuração:

ρ : densidade do líquido em lb/ft³
lb/ft³

ρ_{ref} : densidade de referência para o gás em

P_{ref}: pressão de referência para o gás em psi

T_{ref}: temperatura de referência para o gás em graus °R

variáveis de saída:

Q_t: vazão volumétrica totalizada
totalizada

W_t: vazão mássica

W: vazão mássica instantânea

A modelagem destes medidores é expressada pelas seguintes equações:

$$Q_t = \int_{t_0}^t W \cdot dt \quad (II.44)$$

$$W = \rho \cdot Q + \delta W \quad (II.45)$$

$$\rho = \rho_{ref} \cdot P/P_{ref} \cdot T_{ref}/T$$

Os totalizadores de vazão apresentam os mesmos tipos de falhas que os transmissores eletrônicos logo, as equações de modelagem destas falhas também são as mesmas.

II . 8 . 4 Placas de Orifício

Os elementos de orifício utilizados neste trabalho são para medição de gás natural.

variáveis de entrada:

P_{mont}: pressão a montante em psi
psi

P_{jus}: pressão a jusante em

constantes de configuração:

Q_{placa}: vazão de cálculo da placa em ft³/d
psi

δP_{placa} : diferencial de pressão da placa

variáveis de saída:

δP : diferencial de pressão psi

P_{mont}: pressão a montante em psi

P_{jus}: pressão a jusante em psi

Q_g: vazão de gás em ft³/d

C': coeficiente função da instalação

h_w: pressão diferencial em pol de H₂O

P_f: pressão de fluxo da linha em psia

Para o cálculo das variáveis, assume-se que a pressão é proporcional ao quadrado da vazão:

$$Q_g = C' * (h_w * P_f)^{1/2} \quad (\text{II . 46})$$

$$\delta P = Q^2 \cdot (\delta P_{\text{placa}} / Q^2_{\text{placa}}) \quad (\text{II . 47})$$

$$P_{\text{jus}} = P_{\text{mont}} + \delta P \quad (\text{II . 48})$$

II . 8 . 5 Chaves de Intertravamento

Estes instrumentos, que no caso desta planta são todos analógicos, transmitem sinais de corrente (4 a 20mA) para o “hardware” de controle local (no caso, o PC industrial). Estas chaves englobam, pressostatos, termostatos, chaves de nível, chaves de fluxo e outros (Ginn, 1982).

variável de entrada:

m: variável controlada

parâmetros de configuração:

Mset: fator de ajuste

t: temporização em segundos

variável de saída:

z: sinal de saída (0 ou 1)

A equação para as chaves de alta (pressão, temperatura, nível, vazão e outros) é:

$$z = 1(20A), \text{ se } m \geq Mset \text{ (durante os últimos } t \text{ segundos)} \quad (\text{II . 49})$$

$$= 0, \text{ caso contrário}$$

As chaves de baixa (pressão, temperatura, nível, vazão e outros) têm a seguinte equação:

$$z = 1(4A), \text{ se } m \leq Mset \text{ (durante os últimos } t \text{ segundos)} \quad (\text{II . 50})$$

$$= 0, \text{ caso contrário}$$

As falhas previstas são mau funcionamento e falta de resposta numa ultrapassagem do “set point”.

II . 8 . 6 Filtros

Os filtros costumam introduzir uma perda de carga localizada, quando instalados nas linhas de medidores, bombas e compressores (Kramer and Palowitch, 1987).

variável de entrada:

Pmont: pressão a montante em psi

parâmetro de configuração:

δP : diferencial de pressão em psi

variável de saída:

Pjus: pressão a jusante em psi

A forma da equação de representação é:

$$P_{jus} = P_{mont} - \delta P$$

Com relação a estes instrumentos, estabeleceram-se as seguintes formas de diferenciais de pressão: limpo, não-limpo e obstruído. O modelo de representação é:

$$\delta P_{limpo} < \delta P_{n\grave{a}o-limpo} < \delta P_{obstru\grave{i}do} \quad (II . 51)$$

II . 8 . 7 Controles Analógicos

Na planta de processo da Figura 1, todos os controles são do tipo proporcional - integral (PI) analógicos, exceto os de temperatura que são controles clássicos analógicos tipo proporcional - integral - derivativo (PID). Neste estudo não foram considerados filtros, funções de "lead-lag", nem quaisquer outros recursos, só o algoritmo PID básico. Saliente-se que a montagem do controle inteligente (fuzzy) deste trabalho, foi toda baseada na modelagem de controle do PID básico analógico.

variável de entrada:

u(4 a 20): sinal de entrada vindo do transmissor em mA

parâmetros de configuração:

sp: "set point"

Ti: tempo integral

Kp: ganho proporcional

Td: tempo derivativo

variável de saída:

y(4 a 20): sinal de saída em mA

Os algoritmos dos controles analógicos utilizam o implemento da seguinte regra de controle (Aström and Wittenmark, 1990):

$$dP = K_p \cdot e + K_i \cdot \int e \cdot dT_i + K_d \cdot (de/dT) \quad (II . 52)$$

$$P = K_p \cdot e \quad (II . 53)$$

$$I = K_i \cdot \int e \cdot dT_i \quad (II . 54)$$

$$D = K_d \cdot (de/dT_d) \quad (II . 55)$$

parâmetros auxiliares:

e = sp - valor atual

e: erro instantâneo entre o "set point" (valor desejado) e o medidor (valor atual)

dP = ação incremental do controle

Ki: ação integral

Kd: ação derivativo

$\int e \cdot dT_i$: soma dos erros em relação ao tempo

de/dt: taxa sob a qual o erro cresce ou decresce, em relação ao tempo

Estes controles tiveram suas falhas simuladas de várias formas. As que mais se aproximaram do funcionamento real foram “travamento” no sinal de saída (não responde à perturbações no processo) e variações dos mesmos aleatoriamente. Estes distúrbios atendem aos testes do controle inteligente, na identificação correta dos problemas nesta malha.

II . 8 . 8 Perturbações

As vazões de entrada de óleo e de gás na planta de processo sofrem alguns tipos de perturbações as quais foram definidas conforme os dados de configuração abaixo (MacGregor, 1988). Estes distúrbios equivalem a abertura ou fechamento de válvulas, fechamento ou abertura de poços existentes, acréscimo de novos poços ou ainda produção por golfadas. este modelo utiliza como parâmetros de configuração as observações de dados reais de funcionamento do processo em questão.

variáveis de entrada:
descritas acima

parâmetros de configuração:

Vomax(t): volumes máximos de óleo na unidade de tempo

Vomin(t): volumes mínimos de óleo na unidade de tempo

Vgmax(t): volumes máximos de gás na unidade de tempo

Vgmin(t): volumes mínimos de gás na unidade de tempo

Tgolf: tempo das golfadas

variáveis de saída:

Vo(t): volume de óleo no tempo, em bbl/d Vg(t): volume de gás no tempo, em ft³/d

As variáveis Vomax(t), Vomin(t), Vgmax(t), Vgmin(t) e Tgolf, são atualizadas em tempos discretos conforme observações de dados reais de funcionamento deste processo. O algoritmo de atualização dos valores é:

instante $T_n = 0$

determinar Q_{omax} , Q_{omin} , Q_{gmax} , Q_{gmin} e T_{golf}

$$M_o = (Q_{omin} + Q_{omax}) / 2 \quad (II . 56)$$

$$A_o = (Q_{omin} - Q_{omax}) / 2 \quad (II . 57)$$

$$M_g = (Q_{gmax} + Q_{gmin}) / 2 \quad (II . 58)$$

$$A_g = (Q_{gmax} - Q_{gmin}) / 2 \quad (II . 59)$$

instante $T = T_n$; n, número par

atualizar Q_{omax} , Q_{gmin} , e T_{golf}

$$M_o = (Q_{omin} + Q_{omax}) / 2 \quad (II . 60)$$

$$A_o = (Q_{omin} - Q_{omax}) / 2 \quad (II . 61)$$

$$M_g = (Q_{gmax} + Q_{gmin}) / 2 \quad (II . 62)$$

$$A_g = (Q_{gmax} - Q_{gmin}) / 2 \quad (II . 63)$$

instante $T = T_n$; n , número ímpar
atualizar Q_{\min} , Q_{\max} e T_{golf}

$$M_o = (Q_{\min} + Q_{\max}) / 2 \quad (\text{II} . 64)$$

$$A_o = (Q_{\max} - Q_{\min}) / 2 \quad (\text{II} . 65)$$

$$M_g = (Q_{g\max} + Q_{g\min}) / 2 \quad (\text{II} . 66)$$

$$A_g = (Q_{g\min} - Q_{g\max}) / 2 \quad (\text{II} . 67)$$

Os volumes de óleo e gás na unidade de tempo são calculados continuamente pelas equações deduzidas a seguir:

$$V_o(t) = M_o + A_o \cdot \cos [\pi \cdot (T - T_n) / T_{\text{golf}}] \quad (\text{II} . 68)$$

$$V_g(t) = M_g + A_g \cdot \cos [\pi \cdot (T - T_n) / T_{\text{golf}}] \quad (\text{II} . 69)$$

II . 9 Considerações Adicionais

Se agrupadas todas as modelagens descritas para os vasos, equipamentos e instrumentos, chega-se a um modelo aproximado do processamento primário da planta como um todo.

Além das hipóteses assumidas, destacam-se novas considerações, observadas na simulação global do processo:

- * As pressões nas descargas de algumas válvulas de controle são dependentes das unidades localizadas após as mesmas (a unidade compressora de ar comprimido é um bom exemplo). Como algumas destas unidades não foram incluídas no subsistema envolvido neste estudo, essas variáveis foram consideradas constantes.
- * Os conversores eletropneumáticos (I para P) não foram explicitados na simulação da malha de controle ou seja, o sinal de controle que chega até a malha, é o próprio sinal do controlador.

II . 10 Análise Crítica sobre as Modelagens e as Considerações

Na modelagem dos vasos, equipamentos e instrumentos e na junção do processo como um todo, buscou-se definir uma resolução de compromisso entre a representação coerente e adequada dos eventos envolvidos, e a complexidade das modelagens resultantes.

Alguns instrumentos têm modelagem simples que os simulam com fidelidade, porém, para outros instrumentos, os vasos de pressões e os equipamentos alternativos, invocam modelos mais complexos e possuem funcionamento afetado por situações de determinação difícil tais como: condições de montagem, detalhes de fabricação e características físico-químicas dos fluidos processados. Tais equipamentos quando têm seus modelos descritos, estes são bastante complexos, envolvendo também expressões empíricas específicas para cada tipo de vaso, equipamento e instrumento e os fluidos inerentes.

Considerando que modelar um processo desse porte em condições normais de operação é uma tarefa difícil, a situação se torna ainda mais complexa quando da

ANEXO III

BASES DE CONHECIMENTO DOS SUBSISTEMAS DO SIEP

Os conhecimentos utilizados no desenvolvimentos dos controles inteligentes dos subsistemas de “gas lift”, da planta de processo e do gerente do SIEP, são representados por grafos de conhecimento, denominados na presente pesquisa, de redes neurais simbólicas. Todas os grafos foram construídos com base nas análises das Tabelas 2, 3, 4 e 5 do Capítulo 4. Toda programação das redes foi desenvolvida no Kards, que dispõe de um módulo de programação próprio para esta atividade.

Para a implementação das redes, foi necessário desenvolver diversos programas computacionais que cobrem das evidências aos diagnósticos. Esses programas também foram implementados no Kards e as referências dos mesmos, estão indicadas neste Apêndice.

Todos os controles foram desenvolvidos através de regras nebulosas que utilizam o seguinte raciocínio:

Se o erro é X então a atuação é Y;

onde X e Y, são conjuntos nebulosos. A Figura 40 mostra uma ilustração do mapeamento do erro na abertura (ou fechamento) nebulosa, na válvula de controle.

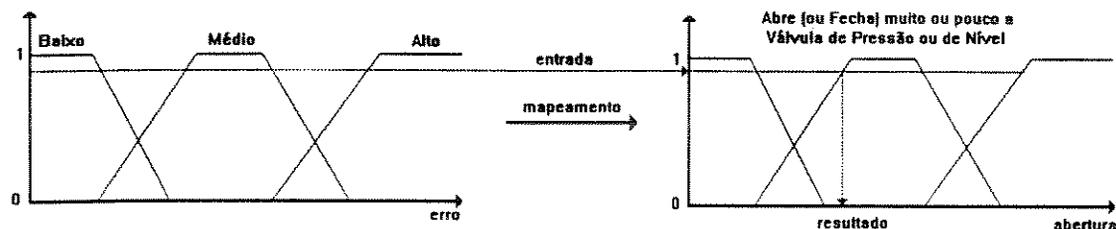


Figura 40: Raciocínio Nebuloso dos Controles

A seguir, são mostrados os citados conhecimentos, observando-se as pertinências de cada subsistema do SIEP. O primeiro subsistema é o do poço de “gas lift”:

III . 1 Redes Implementadas para o Poço de “Gas Lift” Contínuo

REDE : CONT_PWH

Controla a pressão na cabeça do poço.

REDE : CALC_POCO

Roda o simulador OGLC, para determinação da vazão de líquido (ql).

REDE : TERMINA

Termina a supervisão do controle.

REDE : AUM PWH_MANT PREV(CONTRA PRESSÃO NO POÇO)

Analisa o comportamento das pressões na cabeça e no revestimento, em decorrência de uma contra pressão no poço.

REDE : AUM PWH_AUM PREV(COMUNICAÇÃO REV/TUB)

Analisa o comportamento das pressões na cabeça e no revestimento, em decorrência de comunicação revestimento-coluna de produção do poço.

REDE : RED PWH_AUM PREV(QUEDA BRUSCA DA PRODUÇÃO)

Analisa o comportamento das pressões na cabeça e no revestimento, em decorrência de uma queda brusca da vazão de líquido.

REDE : AUM PWH_RED PREV(AUMENTO DO GÁS PRODUZIDO)

Analisa o comportamento das pressões na cabeça e no revestimento, em decorrência de um aumento no gás produzido.

REDE : RED PWH_RED PREV(QUEDA BRUSCA DA PRODUÇÃO)

Analisa o comportamento das pressões na cabeça e no revestimento, em decorrência de uma queda brusca da vazão de líquido.

REDE : RED PWH_MANT PREV(QUEDA BRUSCA DA PRODUÇÃO)

Analisa o comportamento das pressões na cabeça e no revestimento, em decorrência de uma queda brusca da vazão de líquido.

REDE : RED PWH_AUM PREV(AUMENTO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO)

REDE : PROB_POÇO

Identifica problemas no poço.

REDE: AÇÃO01_GL(ALTA_PSEP-RES_LPRO-FECH_BEAPRO-INJGÁS_ACIMA-OUTRO_POÇO)

Recomenda ação em função do diagnóstico.

REDE : AÇÃO02_GL(MUD_VALOPER-FURO_TUBING-VALGL_TRAVABERVAZ_PACK)

Recomenda ação em função do diagnóstico.

REDE : AÇÃO03_GL(PLUG_COLPRO-FECH_SSSV)

Recomenda ação em função do diagnóstico.

REDE : AÇÃO04_GL(AUM_RGOFORMAÇÃO)

Recomenda ação em função do diagnóstico.

REDE : AÇÃO05_GL(OBST_VALINJGÁS-REDEXC_GÁSINJ)

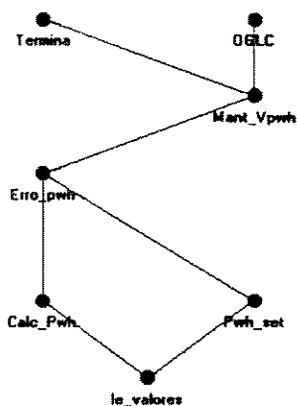
Recomenda ação em função do diagnóstico.

REDE : AÇÃO06_GL(FORMAÇÃO_PLUGUEADA)

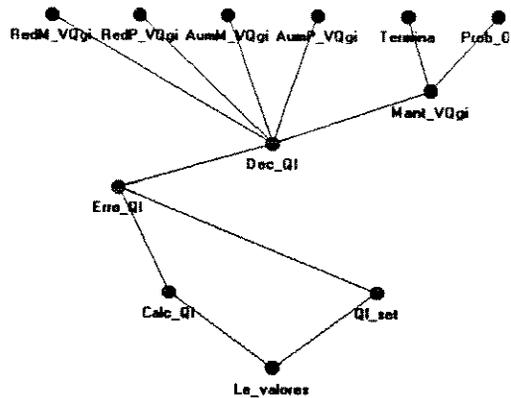
Recomendação em função do diagnóstico.

REDE : AÇÃO7_GL(AUM_RAO-CONG_VALGL-REST_VALOPER)

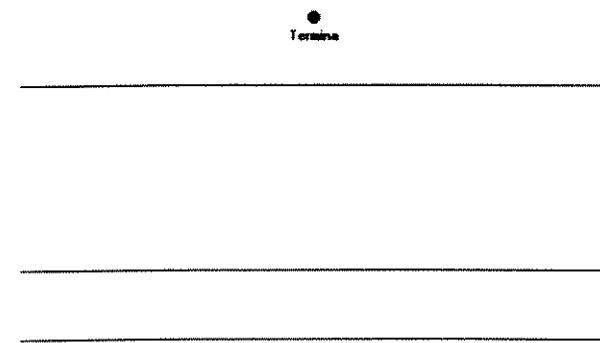
Recomendação em função do diagnóstico.



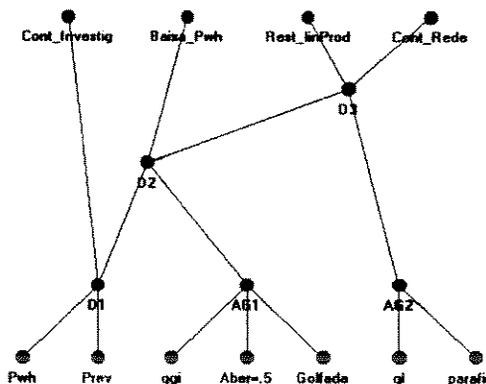
Rede: Controle de Pwh



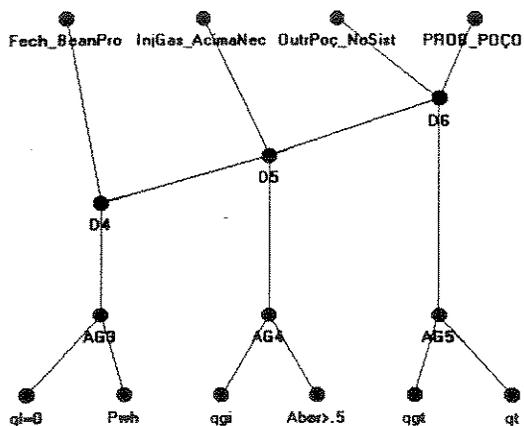
Rede: Controle de q1



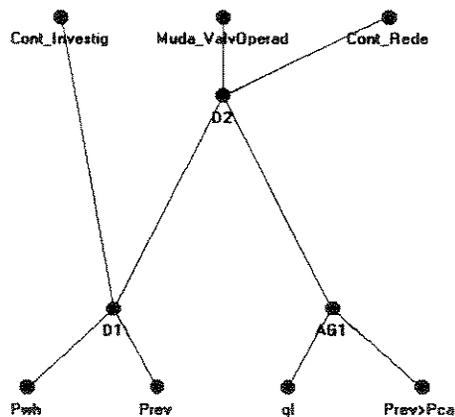
Rede: Termina



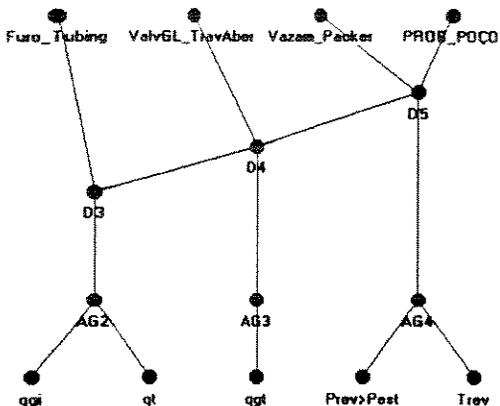
Rede: Contra Pressão no Poço



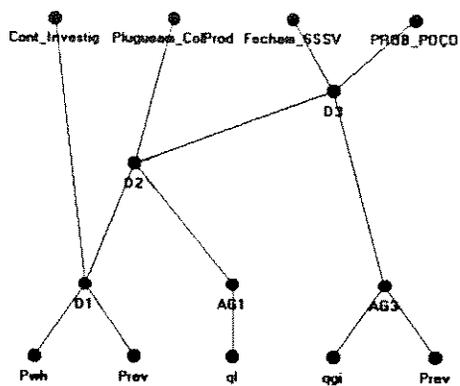
Rede: Continuação da Contra Pressão no Poço



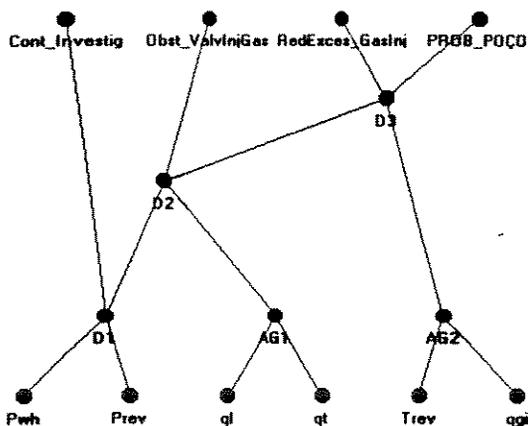
Rede: Comunicação Revestimento/Tubing



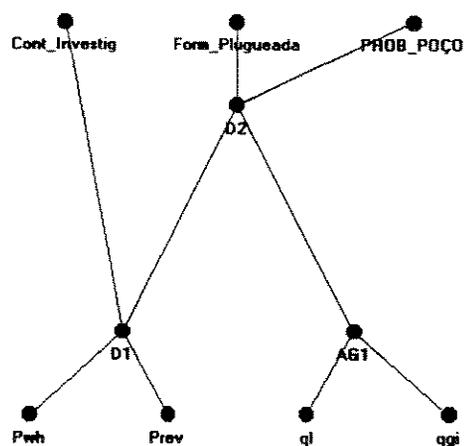
Rede: Continuação da Comunicação Rev/Tub



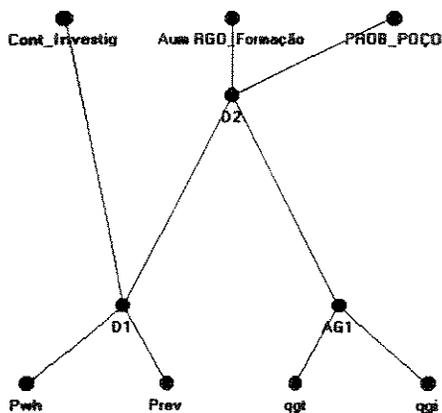
Rede: Queda Brusca da Produção



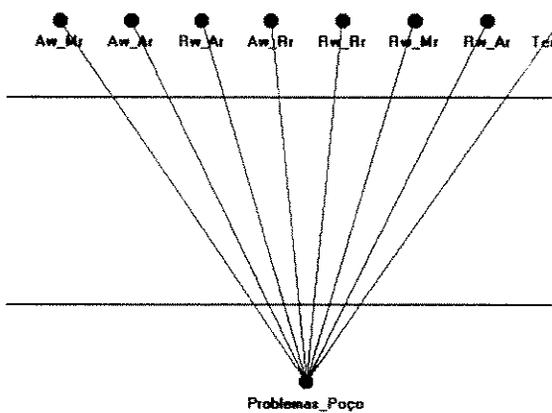
Rede: Continuação da Queda Brusca da Produção



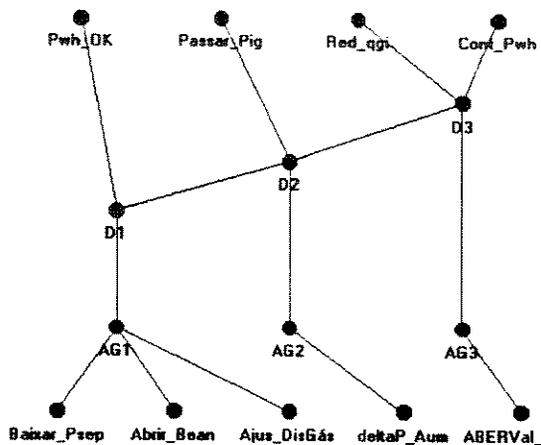
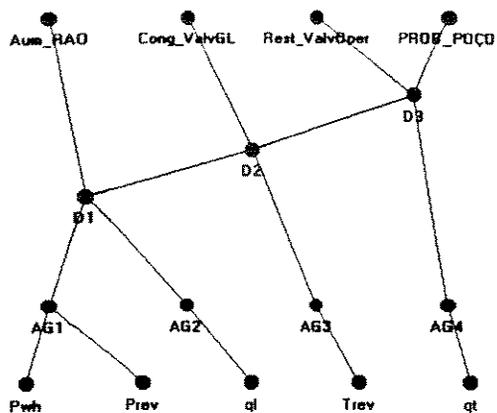
Rede: Continuação da Queda Brusca da Produção



Rede: Aumento do Gás Produzido

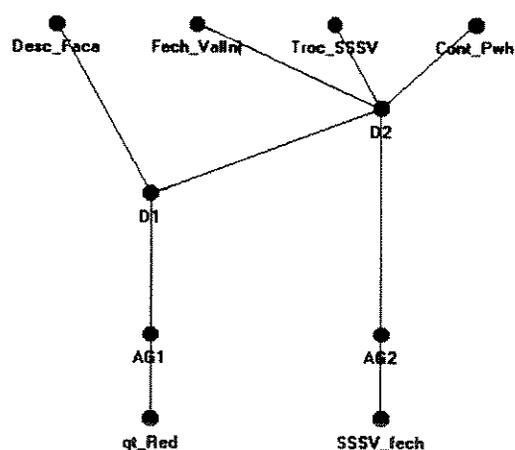
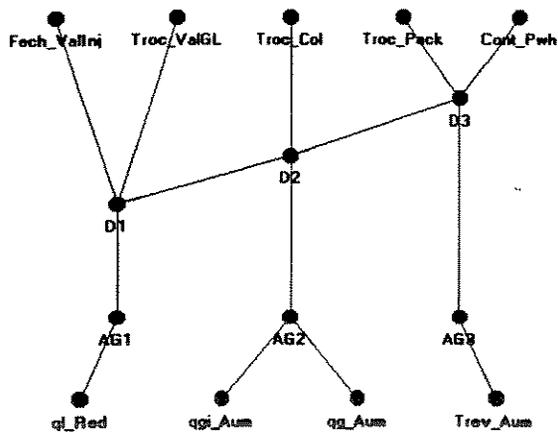


Rede: Problemas do Poço



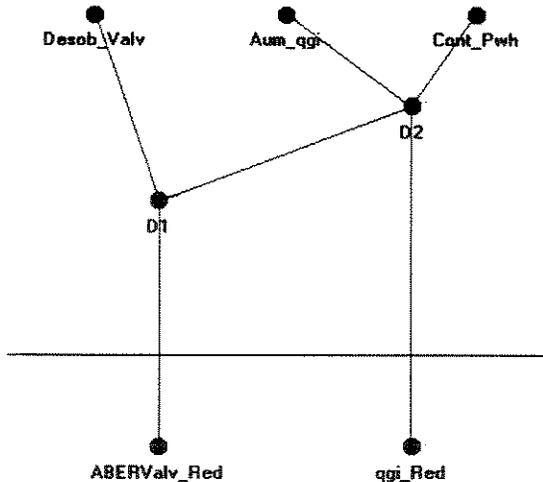
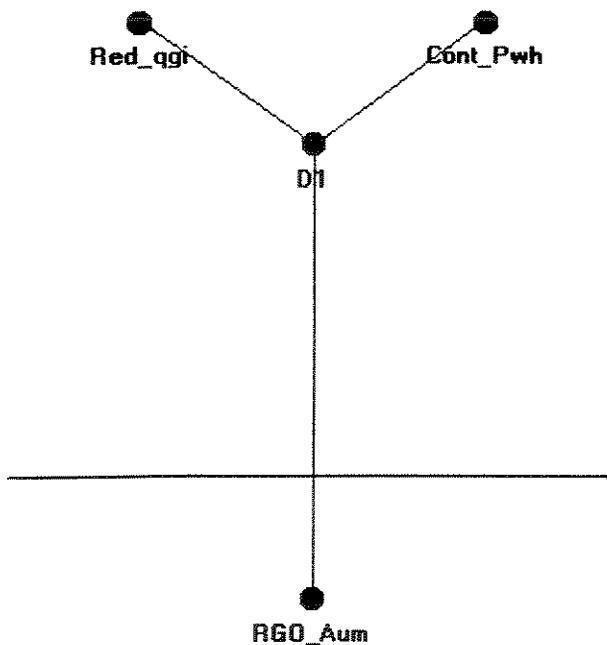
Rede: Aumento da pressão de Injeção de Gás

Rede: Ação 1 do Poço



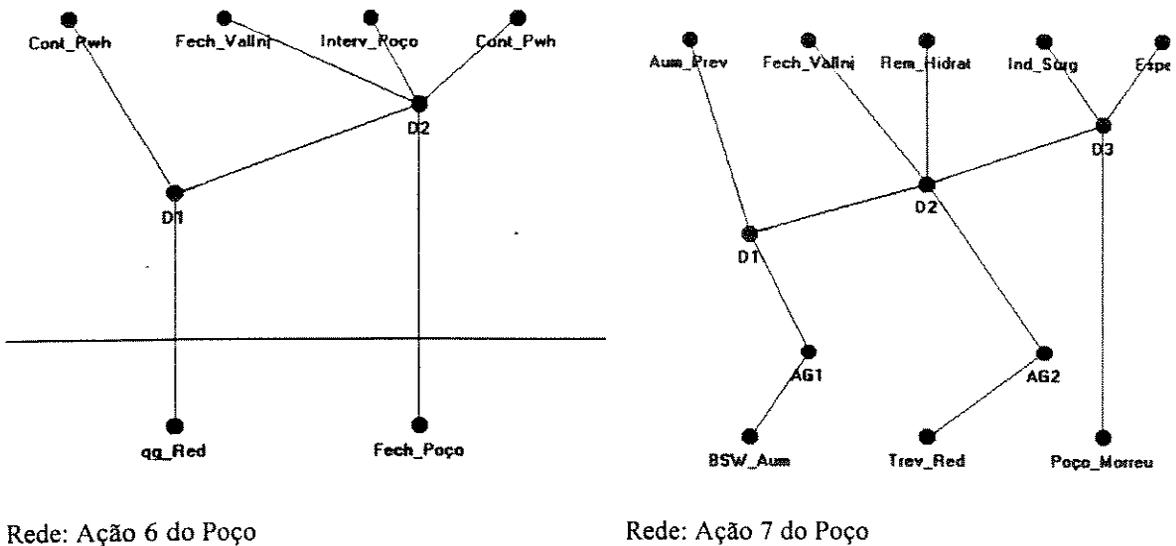
Rede: Ação 2 do Poço

Rede: Ação 3 do Poço



Rede: Ação 4 do Poço

Rede: Ação 5 do Poço



Rede: Ação 6 do Poço

Rede: Ação 7 do Poço

Figura 41: Redes do Subsistema de “Gas Lift” Contínuo.

Para implementar as redes definidas pelo especialista para o controle do “gas lift” contínuo, foi necessária a elaboração da programação descrita a seguir:

III . 2 Macros Implementadas para o Poço de “Gas Lift” Contínuo

CALC_POCO

Chama programa de simulação do poço.

DIR_SIMU

Diretório de simulação.

VALV_GASI

Dimensiona a válvula de controle do gás de injeção.

POCO

Contém os dados de teste do poço.

LE_VALORES

Fornece os valores iniciais para a rede.

SIMU_TASK

Executa tarefa de simulação.

INICIALIZA_POCO

Inicializa os valores do poço.

ATIVA_AC

Ativa o controle com timer.

PCI_LIG_DESLIG

Liga e desliga o microcomputador do controle local do poço.

ATIVA_POCO_QUEST

Ativa o módulo Quest do controle.

PROC_INI

Inicia o processamento.

PRESSÃO_SEP

Simula a pressão de separação do separador de teste.

EDITA_VARIAVEIS

Edita as variáveis do poço.

ATUA

Atua a válvula de controle do gás injetado.

ATIVA_CONTROLE

Ativa controle sem timer.

ATIVA_SIMULADOR

Ativa o simulador.

FECHA_VÁLVULA

Fecha a válvula de controle do gás de injeção do poço.

EDITA_ABERTURA

Edita a abertura da válvula de controle do gás de injeção.

DESATIVA_CONTROLE

Desativa o controle do poço.

ATIVA_CON_TIMER

Ativa simulador e controle com timer.

DESATIVA_CON_TIMER

Desativa simulador e controle com timer.

POCO_OK

Poço aberto

POCO_STATUS

Informa "status" do poço.

FECHA_POCO_S

Simula fechamento do poço.

ABRE_POCO

Executa abertura do poço.

SETA_ABER

Seta abertura da válvula de injeção de gás e atua.

TESTE_DE_PRODUCAO

Atualiza teste de produção do poço.

VOLUME_GAS

Informa o volume de gás injetado.

DIAGNOSTICO

Emite diagnósticos do poço.

ENVIA_GERE

Envia informação ao subsistema de gerenciamento do SIEP.

ACOES

Executa as ações do subsistema de "gas lift".

ZERA_DIAG

Zera diagnósticos.

ADD_DIAG

Adiciona diagnósticos.

ATIVA_CON_TIMER_A

Ativa controle no campo.

DIAG_POCO

Envia diagnóstico do poço.

RADIO_SERVER

Faz o "link" de rádio do controle local.

RADIO_MESTRE

Faz o "link" de rádio do controle central.

FECHA_POCO

Fecha o poço no campo.

LIGA_CONTROLE

Liga o controle no campo.

PAR_VAR

Armazena os parâmetros variáveis do poço.

C_AD_S

Simula a atuação da placa AD.

CALC_OGI

Calcula o volume de gás injetado.

POCO_VAL

Transfere valores do poço.

P_CAB

Transfere o valor da pressão na cabeça do poço.

III . 3 Ações Implementadas para o Poço de “Gas Lift” Contínuo

Os programas citados a seguir, executam a programação representada acima pelas macros:

ATIVA SIMULADORATIVA POÇOPARAM. FIXOS (.DAT)PARAM. FIXOS (.INF)PARAM. VARIÁVEIS (.DAT)PARAM. VARIÁVEIS (.INF)PARAM. VARIÁVEIS (.INI)PRESSÃO SEPARADORTESTES DE PRODUÇÃOFECHA_POÇOSETA ABERTURA DA CTR_VALV

SETA A ABERTURA DA VÁLVULA DE CONTROLE DO GÁS DE INJEÇÃO

DESATIVA CONTROLE

DESATIVA O CONTROLE DO POÇO DE GLC

DESATIVA CONTROLE VIA TIMER

DESATIVA O CONTROLE DO POÇO DE GLC VIA TIMER

CHECA GÁS INJETADOCHECA CHEGADA DE GÁS NO POÇO

III . 4 Arquivos de Dados Utilizados no Poço de “Gas Lift” Contínuo

Os arquivos de dados a seguir, foram utilizados para armazenar e gravar valores referentes à simulação em laboratório e execução do controle no campo.

Arquivos: ABER.INI e ABER.DAT

Arquivo: CONFIG.INI

Arquivo: SAIDA.DAT

Este arquivo é gerado pelo simulador.

Arquivo: VOLUME.DAT

A seguir, são mostrados os conhecimentos do segundo subsistema do SIEP, que é o da planta de processo.

III . 5 Redes Implementadas para a Planta de processo

A Figura 42 mostra as redes elaboradas para o subsistema da planta de processo. Inicialmente, são listados os títulos e em seguida são mostradas as redes, com as explanações pertinentes, na ordem em que os títulos estão:

REDE INICIALIZA:

Lê as saídas de níveis e pressões dos vasos.

REDE PROPAGA:

Aciona as redes de casa vaso.

Esta rede chama as demais redes, setando as variáveis que as demais redes utilizam para receber os dados de qual vaso que está sendo processado, pois as redes referentes aos vasos de separador, tratador e tanque são chamadas mais de uma vez, visto que existe mais de um vaso de cada um desses tipos.

REDE SEPARADOR:

Faz o controle de nível e pressão dos separadores.

Esta rede é acionada para cada um dos separadores, sendo que a rede recebe, via variáveis, os dados do separador que está sendo processado.

REDE PROBLEMAS SEPARADOR:

Investiga problemas nos separadores.

Checa se o separador está com problema de:

- arraste de gás;
- parafina;
- areia;
- emulsão;
- espuma;
- arraste de líquido.

REDE TRATADOR:

Faz o controle de nível e pressão dos tratadores.

Esta rede é acionada para cada um dos tratadores, sendo que a rede recebe, via variáveis, os dados do tratador que está sendo processado.

REDE PROBLEMAS TRATADOR:

Investiga problemas nos tratadores.

Checa se o tratador está com problema de:

- vaporização;
- redução do tempo de retenção;
- arraste de óleo.

REDE DEPURADOR:

Faz o controle de nível e pressão do depurador.

REDE PROBLEMAS DEPURADOR:

Investiga problemas no depurador.

Checa se o depurador está com problema de:

- arraste de gás;
- arraste de líquido.

REDE DISTRIBUIÇÃO "GAS LIFT":

Controle o volume de saída de gás do distribuidor para o "gas lift".

REDE DISTRIBUIÇÃO VENDA:

Controle o volume de saída de gás do distribuidor para a venda.

REDE DISTRIBUIÇÃO QUEIMA:

Controle o volume de saída de gás do distribuidor para a queima.

REDE TANQUE:

Faz o controle de nível dos tanques.

Esta rede é acionada para cada um dos tanques, sendo que a rede recebe, via variáveis, os dados do tanque que está sendo processado.

REDE PROBLEMAS TANQUE:

Investiga problemas nos tanques.

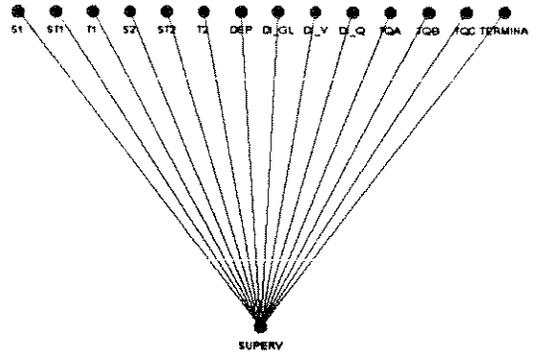
Checa se o tanque está com problema de:

- derramamento de líquido;
- não transferência de líquido.

Inicializa

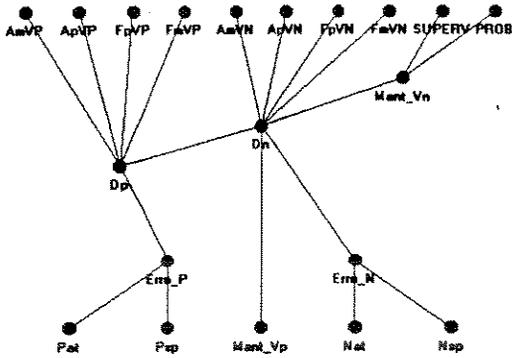


Propaga

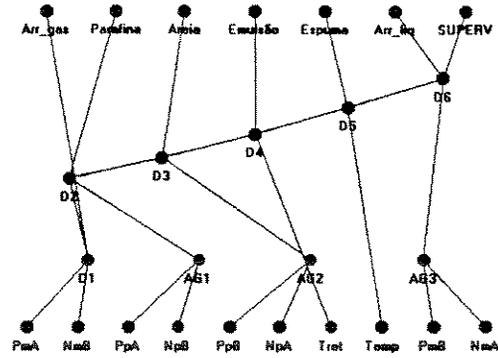


Separadores

Controle

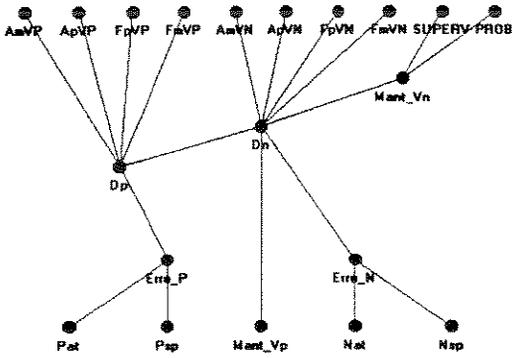


Problema

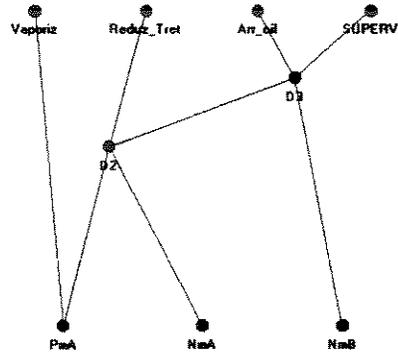


Tratadores

Controle



Problema



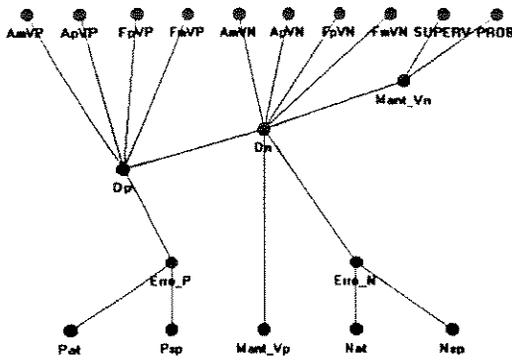
Depurador

Controle



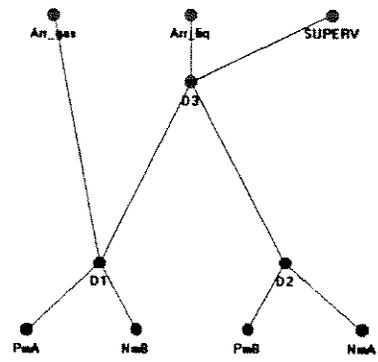
Problema



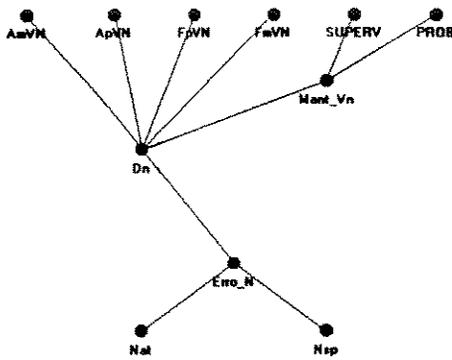


Tanque

Controle

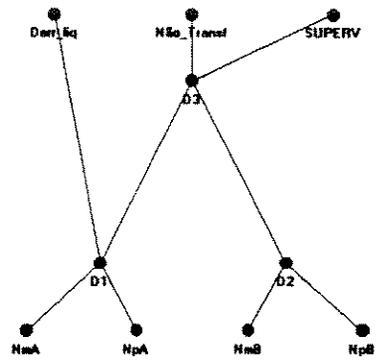


Problema

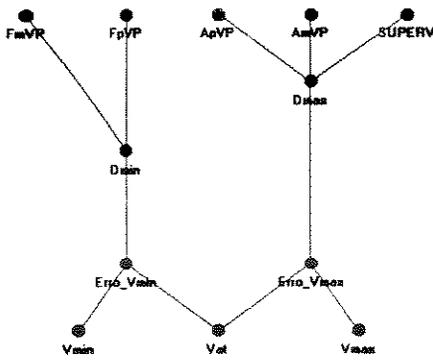


Distribuidores

Gas-lift



Venda



Queima

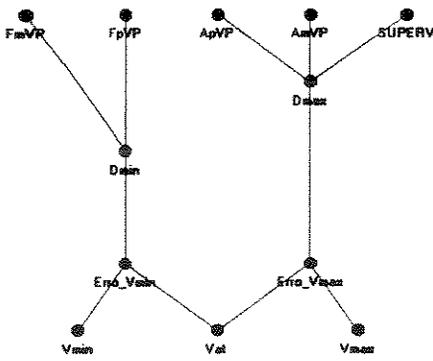


Figura 42: Redes do Subsistema da Planta

III . 6 Macros Implementadas para a Planta de Processo

INICIALIZA_PLANTA:

Cria variáveis internas para nível e pressão dos vasos e inicia essas variáveis com 0.5 e 2 para nível e pressão, respectivamente. Copia os arquivos de inicialização para os arquivos de trabalho (somente os arquivos de trabalho são alterados durante a execução da simulação).

POCO_BM:

Retorna com a vazão de óleo, gás e água fixa de um poço de bombeio mecânico.

POCO_GL:

Retorna com a vazão de óleo, gás e água fixa de um poço de gás lift.

"MANIFOLD":

Recebe uma lista de poços e um status ('A'tivo, 'D'esativo ou 'S'eparador de teste). Retorna com a soma de todos os poços da lista que estão com o status igual ao status recebido pela função.

V_O:

Retorna com o volume de óleo de uma lista com volumes de óleo, gás e água.

V_G:

Retorna com o volume de gás de uma lista com volumes de óleo, gás e água.

V_A:

Retorna com o volume de água de uma lista com volumes de óleo, gás e água.

VALV_OIL:

Recebe abertura da válvula, capacidade da válvula, nível do vaso e capacidade do vaso, retornando com o volume de óleo que passa por essa válvula.

VALV_GAS:

Recebe abertura da válvula, capacidade da válvula, pressão de entrada e pressão de saída, retornando com o volume de gás que passa por essa válvula.

VALV_AGU:

Recebe abertura da válvula, capacidade da válvula, nível do vaso e capacidade do vaso, retornando com o volume de água que passa por essa válvula.

SEPA:

Faz os cálculos relativos ao modelo do separador descritos anteriormente, recebendo volumes de entrada e saída de óleo e gás, além das capacidades e nível do vaso.

TRATADOR:

Faz os cálculos relativos ao modelo do tratador descritos anteriormente, recebendo volumes de entrada e saída de óleo e gás, além das capacidades e nível do vaso.

DEPURADOR:

Faz os cálculos relativos ao modelo do depurador descritos anteriormente, recebendo volumes de entrada e saída de óleo e gás, além das capacidades e nível do vaso.

TANQUE:

Faz os cálculos relativos ao modelo do tratador descritos anteriormente, recebendo volumes de entrada e saída de óleo, além das capacidades e nível do vaso.

COMPRESSOR:

Calcula volume e pressão de saída do compressor.

DISTRIB_GAS:

Retorna com os volumes e pressões das saídas do distribuidor de gás, recebendo volume e pressão de entrada e as aberturas das válvulas.

BOMBA:

Calcula volume de saída das bombas.

SOMA_SEP:

Soma os volumes de óleo da saída de dois separadores.

SOMA_SEPD:

Soma os volumes de gás da saída dos quatro separadores.

LE_SAIDA:

Lê os valores das variáveis de nível e pressão dos vasos do arquivo que armazena estes dados.

MOSTRA_PLANTA e MOSTRA_PLANTA2:

Responsáveis por mostrar a tela do simulador com todas as informações disponíveis.

PLANTA, PLANTA_2, PLANTA_3 e PLANTA_4:

Estas macros são as responsáveis pela dinâmica do simulador.

A macro *PLANTA* é a responsável pela leitura de todos os arquivos necessários para a simulação e o armazenamento dos valores lidos nas respectivas variáveis.

A macro *PLANTA_2* é a responsável pelo encadeamento dos cálculos dos separadores, tratadores e depurador.

A macro *PLANTA_3* é a responsável pelo encadeamento dos cálculos dos tanques e distribuidor de gás.

A *PLANTA_4* atualiza as variáveis globais e arquivos envolvidos na simulação.

DIR_SIMU:

Retorna com o diretório onde são armazenados os arquivos de dados da simulação.

SIMU_TASK:

Retorna com o número de controle de tarefa referente à simulação da planta.

ATIVA_AC:

Ativa a simulação e controle através da figura da planta.

MMP:

Mostra a rede de controle, rede de problemas ou a macro da simulação para o vaso selecionado na figura da planta.

GRAF:

Mostra um gráfico de dados armazenados na base de dados pelo simulador.

MMG:

Mostra um gráfico e ajusta a posição da janela em que foi mostrado o gráfico. É ativada a partir da figura da planta.

ATIVA_PLANTA_QUEST:

Ativa o loop de simulação e controle.

ATIVA_VIA_TIMER:

Ativa o loop de simulação e controle a partir de um timer, que é quem irá controlar a execução do controle quando instalado em campo. Este timer é usado para ajustar o período de transiência da planta.

MOSTRA_MACRO:

Mostra uma macro relativa a um vaso da simulação. Ativado a partir da figura da planta.

TRANSM_SINAIS:

Modelagem da transmissão de sinais.

TOTAL_VAZÕES:

Modelagem do totalizador de vazões.

PLACAS_ORIE:

Modelagem de placa de orifício.

CHAVES_INTERT:

Modelagem de chaves de intertravamento.

FILTROS:

Modelagem de filtros.

CONT_ANALOG:

Modelagem de um controle analógico.

PERTURBAÇÕES:

Modelagem das perturbações.

III . 7 Ações Implementadas para da Planta de Processo

ATIVA SIMULADOR DA PLANTA:

Ativa um loop rodando apenas o simulador continuamente.

ATIVA SIMULADOR/CONTROLE:

Ativa um loop rodando o simulador e o controle. Permite fazer perturbações a cada ciclo.

ATIVA SIMULADOR/CONTROLE VIA TIMER:

Ativa um loop rodando o simulador e o controle em um intervalo regular de tempo. Permite fazer perturbações a cada ciclo.

DESATIVA SIMULADOR/CONTROLE VIA TIMER:

Desativa o loop ativado por ATIVA SIMULADOR/CONTROLE VIA TIMER.

SETA ABERTURAS INICIAIS DAS VÁLVULAS:

Edita o arquivo que contém as aberturas iniciais das válvulas.

SETA ABERTURAS DAS VÁLVULAS:

Edita o arquivo que contém as aberturas das válvulas em tempo de execução (quando o loop do simulador ou do simulador/controle está ativo).

POCOS INICIAIS SEPARADOR 1:

Edita o arquivo com a lista inicial de poços para o separador 1. Nesta lista também está incluso um ou mais poços que vão para o separador de teste 1(possuem status diferente).

POCOS INICIAIS SEPARADOR 2:

Edita o arquivo com a lista inicial de poços para o separador 2. Nesta lista também está incluso um ou mais poços que vão para o separador de teste 2(possuem status diferente).

POCOS SEPARADOR 1:

Edita a lista de poços do separador 1 e do separador de teste 1 em tempo de execução do loop simulador ou simulador/controle.

POCOS SEPARADOR 2:

Edita a lista de poços do separador 2 e do separador de teste 2 em tempo de execução do loop simulador ou simulador/controle.

CAPACIDADES DOS VASOS:

Edita o arquivo que contém as capacidades dos vasos.

VOLUMES DE SAIDA DE GÁS:

Edita o arquivo que contém os volumes desejados de saída de gás do distribuidor.

III . 8 Arquivos de Dados Utilizados na Planta de processo

Arquivos: ABER.INI e ABER.DAT

Arquivo: CONFIG.INI

Arquivo: SAIDA.DAT

Este arquivo é gerado pelo simulador.

Arquivo: VOLUME.DAT

A seguir, são mostrados os conhecimentos relativos ao terceiro subsistema do SIEP, que é o módulo gerenciador.

III.9 Redes Implementadas no Gerente

A Figura 43 mostra as redes elaboradas para o subsistema de gerenciamento. Inicialmente, são listados os títulos e em seguida são mostradas as redes, com as explanações pertinentes, na ordem em que os títulos estão:

REDE : GERENTE

=====

Faz a distribuição de tarefas do gerente.

REDE : CHECA_PL

=====

Checa funcionamento da planta de processo.

REDE : CHECA_BM

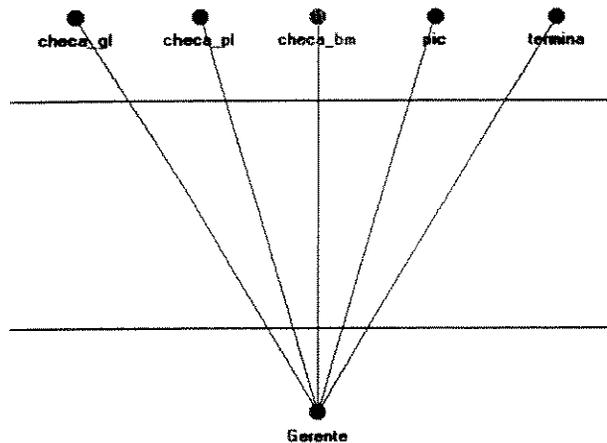
=====

Checa funcionamento do poço de bombeio mecânico.

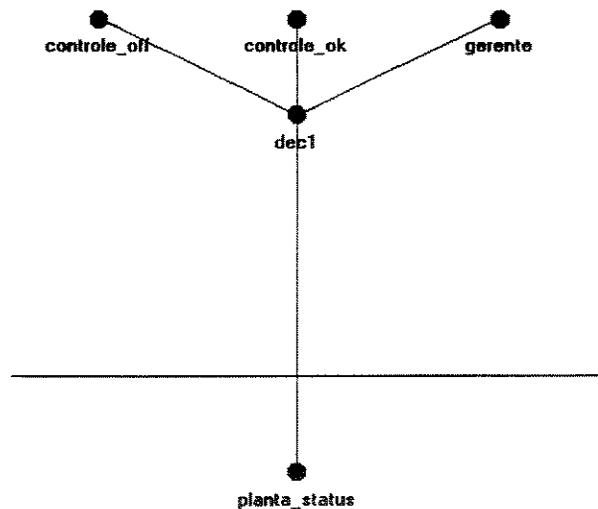
REDE : CHECA_GL

=====

Checa funcionamento do poço de "gas lift" contínuo.



Rede: Gerente



Rede: Status da Planta

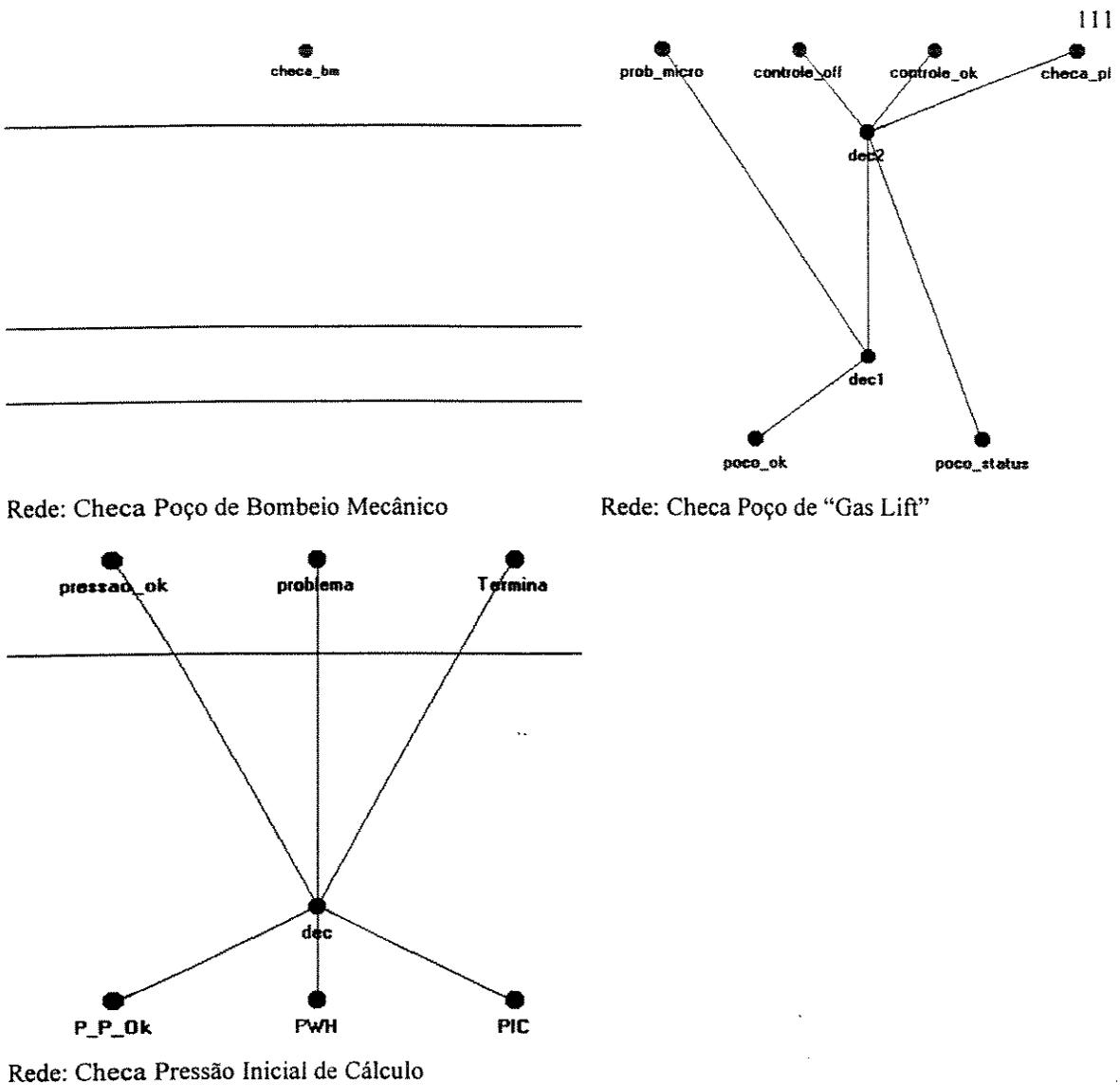


Figura 43: Redes Elaboradas Para O Subsistema do Gerente.

III . 10 Macros Implementadas no Gerente

FECHA_PLANTVALVES

Fecha todas as válvulas da planta

REINICIALIZA_PLANTA

Todas as válvulas serão reabertas

ATUALIZA_TESTES DE PRODUÇÃO-GL

Atualiza os testes de produção do poço de “gas lift”

DIAGNOSTICO

Emite diagnósticos do poço de GLC

PROBLEMA_POCO

Identifica problemas do poço de GLC

ANALISA_PROB_POCO

Analisa problemas do poço de GLC

DIAG_POCO

Recebe diagnósticos do poço de GLC

AUTOEXEC

Definições do GLC

RADIO_MESTRE

Chama o rádio do gerente

TELA_POÇO

Mostra a tela padrão do poço de GLC

GRAF_POÇO

Mostra os gráficos de tendências do poço de GLC

ATIVA_LOOP

Ativa o Loop do gerente

ATIVA_VIA_TIMER

Ativa o Loop do gerente via “timer”

DESATIVA_LOOP

Desativa o Loop do gerente

CARTDIN

Macro interna do sistema

PROBLEMA_PLANTA

Identifica problemas da planta

ANALISA_PROB_PLANTA

Analisa problemas da planta

DIAGNOSTICO_PLANTA

Emite diagnósticos da planta

DIAG_PLANTA

Recebe diagnósticos da planta

PROBLEMA_POÇO_BM

Identifica problemas do poço de BM

ANALISA_PROB_POCOBM

Analisa problemas do poço de BM

DIAGNOSTICO_POÇO_BM

Emite diagnósticos do poço de BM

DIAG_POÇO_BM

Recebe diagnósticos do poço de BM

III . 11 Ações Implementadas no Gerente

Os programas citados a seguir, executam a programação representada acima pelas macros:

Ativa loop

ATIVA O LOOP DE CHECAGEM DO GERENTE

Desativa loop

DESATIVA O LOOP DE CHECAGEM DO GERENTE

Abre poço

ATIVA O CONTROLE DO POÇO DE “GAS LIFT”

Fecha poço

FECHA O POÇO DE “GAS LIFT”

Teste de produção

ATUALIZA OS TESTES DE PRODUÇÃO DO POÇO DE “GAS LIFT”

Checa injeção de gás

CHECA CHEGADA DE GÁS NO POÇO DE “GAS LIFT”

Mostra gráficos

MOSTRA OS GRÁFICOS DAS VARIÁVEIS DO “POÇO DE GL”

Desativa controle

DESATIVA O CONTROLE DO POÇO DE “GAS LIFT”

Desliga poço

DESLIGA O POÇO DE BOMBEIO MECÂNICO

Liga poço

LIGA O POÇO DE BOMBEIO MECÂNICO

Shutdown

EXECUTA A PARADA DA PLANTA

Retornar a operação

RETORNA A PLANTA À OPERAÇÃO

REBOOT Controle do Poço GL

ACIONA REMOTAMENTE O CONTROLE DO GLC

III . 12 Arquivos de Dados Utilizados no Gerente

Os arquivos de dados a seguir, foram utilizados para armazenar e gravar valores referentes à simulação em laboratório e execução do controle no campo:

Arquivo: Gas Inj.DAT

Arquivo: Gerente.LST

Arquivo: Reboot.BAT