



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E  
COMPUTAÇÃO



# **Desenvolvimento de uma Planta Piloto para Estudos de Poços de Petróleo Produzindo por *Plunger Lift***

**Diego Antonio de Moura Fonsêca**

Orientador: Prof. Dr. Pablo Javier Alsina

**Dissertação de Mestrado** apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da UFRN (área de concentração: Automação e Sistemas) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Número de ordem PPgEE: M322  
Natal, RN, Agosto de 2011

### Seção de Informação e Referência

Catálogo da publicação na fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Fonsêca, Diego Antonio de Moura.

Desenvolvimento de uma planta piloto para estudos de poços de petróleo produzindo por plunger lift / Diego Antonio de Moura Fônseca. - Natal, RN, 2011.

125 f. : il.

Orientador: Pablo Javier Alsina.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Elevação artificial de petróleo - Dissertação. 2. Plunger lift - Dissertação. 3. Planta piloto - Dissertação. I. Alsina, Pablo Javier. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. IV. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 622.276.5

# **Desenvolvimento de uma Planta Piloto para Estudos de Poços de Petróleo Produzindo por *Plunger Lift***

**Diego Antonio de Moura Fonsêca**

Dissertação de Mestrado aprovada em 10 de Agosto de 2011 pela banca examinadora composta

---

Prof. Dr. Pablo Javier Alsina (Orientador) ..... DCA/UFRN

---

Prof. Dra. Carla Wilza S. P. Maitelli (Examinador Interno) ..... DPET/UFRN

---

Prof. Dr. Oscar Gabriel Filho (Examinador Externo) ..... UNP

---

# Agradecimentos

---

A Deus pela saúde e pela força de vontade para concluir este trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. Pablo Javier Alsina, pela dedicação, paciência e sugestões dadas, e por ter me dado a oportunidade de realizar este trabalho através do projeto PETRELEV.

Ao Prof. Dr. Andrés Ortiz Salazar pelas colaborações e apoio dados no decorrer deste trabalho.

Ao Prof. Osmar Dourado pelo apoio prestado no desenvolvimento desta pesquisa.

Ao Eng. Edson Bolonhini pelos seus inestimáveis auxílio e esclarecimentos e, por todo o apoio dado à realização do projeto.

Aos colegas do LAMP pelas críticas e sugestões.

À empresa ESAI, nas pessoas de Clóvis, Kelyson, Teixeira, Manuel pela montagem e testes na planta e, pelos conhecimentos técnicos passados nesse período.

Aos meus pais, Peres e Gilena, às minhas irmãs Dally e Danielly e à minha sobrinha Bianca pela atenção, amor e compreensão em todos os momentos.

À minha noiva Raline, fonte inesgotável de paciência, incentivo e amor.

À Petrobrás e à UFRN que proporcionaram condições para a realização deste trabalho.

---

# Resumo

---

Este trabalho se propõe a descrever uma Planta Piloto para poços de petróleo equipados com elevação artificial do tipo *plunger lift*. Além de um tamanho reduzido (21,5 metros) e estar sobre a superfície, o poço da planta possui parte de sua estrutura em acrílico transparente, permitindo a fácil visualização de fenômenos inerentes ao método.

A formação rochosa donde o poço da Planta Piloto extrai seus fluidos (água e ar) é simulada por uma casa de máquinas onde estão localizados o compressor e a bomba centrífuga responsáveis pela produção de ar e água. Para manter as vazões desses fluidos com valores conhecidos e controlados as linhas que conectam a casa de máquina ao fundo do poço são equipadas com sensores de vazão e válvulas.

É desenvolvido um sistema supervisor que permite ao usuário uma monitoração em tempo real das pressões e vazões envolvidas no processo. A partir do supervisor é possível ainda o usuário escolher a forma como serão controlados os ciclos do processo, se por tempo, por pressão ou manualmente, e definir os valores de vazão de ar e água utilizados durante os ciclos. Esses valores podem ser definidos a partir de um *set point* ou a partir da porcentagem de abertura das válvulas.

São apresentados resultados de testes realizados na planta utilizando as formas de controle mais usuais: por tempo e por pressão no revestimento. Por fim, estes serão confrontados com resultados gerados por um simulador configurados com as características da Planta Piloto.

**Palavras-chave:** Elevação Artificial de Petróleo, *Plunger Lift*, Planta Piloto.

---

# Abstract

---

This document proposes to describe a pilot plant for oil wells equipped with plunger lift. In addition to a small size (21,5 meters) and be on the surface, the plant's well has part of its structure in transparent acrylic, allowing easy visualization of phenomena inherent to the method.

The rock formation where the well draws its pilot plant fluids (water and air) is simulated by a machine room where they are located the compressor and water pump for the production of air and water. To keep the flow of air and water with known and controlled values the lines that connect the machine room to the wellhole are equipped with flow sensors and valves.

It's developed a supervisory system that allows the user a real-time monitoring of pressures and flow rates involved. From the supervisor is still allowed the user can choose how they will be controlled cycles of the process, whether by time, pressure or manually, and set the values of air flow to the water used in cycles. These values can be defined from a set point or from the percentage of valve opening.

Results from tests performed on the plant using the most common forms of control by time and pressure in the coating are showed. Finally, they are confronted with results generated by a simulator configured with the the pilot plant's feature.

**Keywords:** Petroleum Artificial Lift, Plunger Lift, Pilot Plant.

---

# Sumário

---

<b>Sumário</b>	<b>i</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>iii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>v</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>6</b>
1.1 Motivação e Justificativa . . . . .	9
1.2 Objetivos . . . . .	9
1.3 Apresentação e Organização . . . . .	10
<b>Lista de Símbolos e Abreviaturas</b>	<b>1</b>
<b>2 Estado da Arte</b>	<b>11</b>
2.1 Introdução ao <i>Plunger Lift</i> . . . . .	11
2.2 Modelos Estáticos . . . . .	14
2.3 Modelos Dinâmicos . . . . .	15
<b>3 O Sistema <i>Plunger Lift</i></b>	<b>20</b>
3.1 Descrição . . . . .	20
3.2 Aplicações . . . . .	21
3.3 Tipos de <i>Plunger Lift</i> . . . . .	24
3.4 Descrição do Ciclo do <i>Plunger Lift</i> . . . . .	30
3.5 Modos de Controle . . . . .	34
3.5.1 Controle por tempo . . . . .	36
3.5.2 Controle por pressão no revestimento . . . . .	36
3.5.3 Controle por fator de carga . . . . .	37
3.6 Modelagem Mecânica . . . . .	38
<b>4 Planta Piloto</b>	<b>39</b>
4.1 Descrição . . . . .	39

4.2	O Poço . . . . .	42
4.2.1	Equipamentos do <i>Plunger Lift</i> . . . . .	43
4.3	Laboratório . . . . .	46
4.3.1	Equipamentos do Laboratório . . . . .	48
4.4	Modos de Controle . . . . .	61
4.5	Sistema Supervisório SCADA . . . . .	61
<b>5</b>	<b>Resultados obtidos e discussões</b>	<b>66</b>
5.1	Procedimento para adequação da medição da vazão de gás . . . . .	66
5.2	Controle por pressão no revestimento . . . . .	68
5.3	Controle por tempo . . . . .	70
5.4	Discussões . . . . .	70
5.5	Resultados de simulação . . . . .	74
5.5.1	Comparação com resultados da planta . . . . .	76
<b>6</b>	<b>Conclusões e Recomendações</b>	<b>78</b>
	<b>Referências bibliográficas</b>	<b>81</b>
<b>A</b>	<b>Manual de funcionamento da planta</b>	<b>86</b>
<b>B</b>	<b><i>Layouts</i>, isométrico e fluxograma de engenharia</b>	<b>88</b>
<b>C</b>	<b>Descrição dos equipamentos</b>	<b>93</b>
<b>D</b>	<b>Modelagem Mecânica</b>	<b>98</b>
<b>E</b>	<b>Glossário de Termos em Inglês</b>	<b>125</b>



---

# Lista de Figuras

---

1.1	Visão geral do processo de produção e transporte de óleo e gás. Fonte: [Guo et al. 2007]. . . . .	7
3.1	Sistema <i>plunger lift</i> . Fonte: [Services 2009] Adaptado. . . . .	22
3.2	<i>Plunger lift</i> convencional. . . . .	25
3.3	<i>Plunger lift</i> com <i>packer</i> . . . . .	26
3.4	<i>Plunger lift</i> assistido. . . . .	27
3.5	<i>Plunger lift</i> multi-estágio. Fonte: [Services 2010a]. . . . .	28
3.6	<i>Plunger-Enhanced Chamber Lift</i> ou PECL. Fonte: [E. Beauregard 2007]. . . . .	29
3.7	Ciclo do <i>plunger lift</i> . . . . .	30
3.8	Primeira etapa do ciclo - Aumento da pressão. . . . .	31
3.9	Subida do pistão e produção líquido. . . . .	32
3.10	Subida do pistão e produção líquido. . . . .	33
3.11	Terceira etapa do ciclo - pós-fluxo. . . . .	34
3.12	Início da primeira etapa - queda do pistão. . . . .	35
4.1	Laboratório: casa de máquinas e sala de controle. . . . .	40
4.2	Vista da caixa d'água onde está montado o poço. . . . .	41
4.3	Casa de máquinas. . . . .	41
4.4	Válvula de controle de ciclo <i>motor valve</i> . . . . .	43
4.5	Lubrificador (detalhe em vermelho) com duas saídas de produção. . . . .	44
4.6	Sensor magnético de chegada do pistão. . . . .	45
4.7	Diagrama esquemático do <i>plunger lift</i> . Fonte: [Júnior et al. 2008]. . . . .	46
4.8	Visão geral da Planta Piloto. . . . .	47
4.9	Módulo de aquisição de dados - ACOS205 . . . . .	48
4.10	CLP - ZAP500 BX . . . . .	50
4.11	Tela inicial do SPDSW Fonte: HI Tecnologia. . . . .	50
4.12	Calibração das entradas analógicas. Fonte: HI Tecnologia. . . . .	51
4.13	Supervisão e ajuste dos controladores. . . . .	51
4.14	Transmissores de pressão, localizados na base dos ACOS205. . . . .	51

4.15	Medidor de vazão tipo magnético, com transmissor de sinal . . . . .	52
4.16	Medidor de vazão tipo turbina, com transmissor de sinal. . . . .	53
4.17	Indicador/Totalizador de vazão. . . . .	54
4.18	Válvula de controle do fluxo de água . . . . .	56
4.19	Válvula de controle do fluxo de ar . . . . .	56
4.20	Válvulas de fechamento do poço . . . . .	56
4.21	Filtro regulador de pressão . . . . .	57
4.22	Bomba de injeção de água no fundo do poço. . . . .	58
4.23	Compressor de injeção de ar no fundo do poço. . . . .	59
4.24	Painel frontal do compressor. . . . .	60
4.25	Arquitetura monolítica. Fonte: [Zhang 2008]. . . . .	62
4.26	Arquitetura distribuída. Fonte: [Zhang 2008]. . . . .	62
4.27	Arquitetura da Planta Piloto. . . . .	63
4.28	Tela de supervisão da Planta Piloto. . . . .	65
5.1	Comportamento das pressões para uma pressão máxima no revestimento de 22 PSI e 15 segundos de pós-fluxo (controle por pressão). . . . .	69
5.2	Comportamento das vazões com 100% de abertura da válvula de água e 2% da válvula de ar. . . . .	69
5.3	Comportamento das pressões para um tempo de controle de ciclo de 90 e 60 segundos e 10 segundos de pós-fluxo (controle por tempo). . . . .	71
5.4	Comportamento das vazões com 100% de abertura da válvula de água e 3% da válvula de ar. . . . .	72
5.5	Etapa de aumento da pressão durante a queda do pistão. . . . .	73
5.6	Etapa de aumento da pressão com pistão no fundo do poço e acúmulo de líquido no anular. . . . .	74
5.7	Etapa de pós-fluxo: todo o líquido se desloca para a coluna de produção. .	74
5.8	Resultado do simulador ajustado com parâmetros da Planta Piloto. . . . .	75
D.1	Identificação das variáveis da etapa 1.A. . . . .	99
D.2	Identificação das variáveis da etapa 1.B. . . . .	109
D.3	Identificação das variáveis da etapa 2.A. . . . .	113
D.4	Identificação das variáveis da etapa 2.B. . . . .	120
D.5	Identificação das variáveis da etapa 3. . . . .	123

---

# Lista de Tabelas

---

4.1	Itens da Planta Piloto - Figura 4.8. . . . .	48
4.2	Configuração dos sinais no CLP . . . . .	49
5.1	Parâmetros do controle por pressão. . . . .	68
5.2	Parâmetros do controle por tempo. . . . .	70
5.3	Parâmetros do simulador ajustados conforme características da Planta Pi- loto. . . . .	75
C.1	Válvula de esfera tripartida plena 1000 WOG MGA 2". . . . .	93
C.2	Válvula de esfera Monobloco. . . . .	93
C.3	Pistão. . . . .	94
C.4	Válvula de controle <i>FISHER</i> . . . . .	94
C.5	Transmissor de pressão. . . . .	94
C.6	Bomba Helicoidal - deslocamento positivo . . . . .	95
C.7	Compressor à parafuso. . . . .	95
C.8	Transmissor turbina. . . . .	96
C.9	Transmissor magnético . . . . .	96
C.10	Indicador/totalizador de vazão. . . . .	96
C.11	Filtro de ar e regulador de pressão. . . . .	97
C.12	CLP ZAP 500 BX. . . . .	97

---

# Lista de Símbolos e Abreviaturas

---

$\Delta P_{plg}$	perda de pressão no pistão (Pa)
$\dot{m}_{g_{downB}}$	vazão mássica de gás no fundo da coluna de produção (kg/s)
$\dot{m}_{g_{sep}}$	vazão mássica de gás no separador (kg/s)
$\dot{m}_{g_{tbgT}}$	vazão mássica de gás no topo da coluna de produção (kg/s)
$\dot{m}_{g_{upT}}$	vazão mássica de gás no topo da coluna de produção (kg/s)
$\dot{m}_{gres}$	vazão mássica instantânea de gás do reservatório (kg/s)
$\overline{\mu}_{slg}$	viscosidade média da golfada (Pa.s)
$\overline{f}_{slgt}$	fator médio de atrito de Darcy-Weisbach da golfada na coluna de produção (-)
$\overline{f}_{slg}$	fator médio de atrito de Darcy-Weisbach da golfada (-)
$\overline{P}_{g_{csg}}$	pressão média do gás no anular (Pa)
$\overline{P}_{g_{down}}$	pressão média do gás na coluna de produção abaixo do pistão (Pa)
$\overline{P}_{g_{pd}}$	pressão média do gás na linha de produção entre o poço e a golfada (Pa)
$\overline{P}_{g_{tbg}}$	pressão média do gás na coluna de produção (Pa)
$\overline{P}_{g_{up}}$	pressão média do gás na coluna de produção acima da golfada (Pa)
$\overline{Re}_{slg}$	número de Reynolds médio da golfada (-)
$\overline{T}_{g_{csg}}$	temperatura média do gás no anular (K)
$\overline{T}_{g_{down}}$	temperatura média do gás na coluna de produção abaixo do pistão (K)
$\overline{T}_{g_{tbg}}$	temperatura média do gás na coluna de produção (K)
$\overline{T}_{g_{up}}$	temperatura média do gás na coluna de produção acima da golfada (K)

$\overline{Z_{gcs}}$	fator de compressibilidade médio do gás no anular (-)
$\overline{Z_{gdn}}$	fator de compressibilidade médio do gás na coluna de produção abaixo do pistão (-)
$\overline{Z_{gpd}}$	fator de compressibilidade médio do gás na linha de produção entre o poço e a golfada (-)
$\overline{Z_{gtg}}$	fator de compressibilidade médio do gás na coluna de produção (-)
$\overline{Z_{gup}}$	fator de compressibilidade médio do gás na coluna de produção acima da golfada (-)
$\rho_{gdnB}$	massa específica do gás no fundo da coluna de produção (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_{gpdB}$	massa específica do gás na linha de produção junto ao poço (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_{gsep}$	massa específica do gás na pressão do separador (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_{gtgT}$	massa específica do gás no topo da coluna de produção (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_{gupT}$	massa específica de gás no topo da coluna de produção (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_{gupB}$	massa específica do gás na linha de produção a jusante da golfada (kg/m <sup>3</sup> )
$\epsilon$	rugosidade absoluta da tubulação (m)
$A_{prod}$	área interna da linha de produção (m <sup>2</sup> )
$a_{slgp}$	aceleração da golfada na linha de produção (m/s <sup>2</sup> )
$a_{slgt}$	aceleração da golfada na coluna de produção (m/s <sup>2</sup> )
$a_{slg}$	aceleração da golfada (m/s <sup>2</sup> )
$CLP$	Controlador lógico programável
$D_{prod}$	diâmetro interno da linha de produção (m)
$D_{tg}$	diâmetro interno da coluna de produção (m)
$f_{slgp}$	fator de atrito de Darcy-Weisbach da golfada na linha de produção (-)
$H_{bup}$	nível de líquido no fundo da coluna (m)
$H_{plg}$	posição do pistão (m)

$H_{prod}$	distância do poço à golfada (m)
$L_{cauda}$	comprimento da coluna de produção (m)
$L_{plg}$	comprimento do pistão (m)
$L_{prod}$	comprimento da linha de produção (m)
$L_{slgp}$	comprimento da golfada na linha de produção (m)
$L_{slgt}$	comprimento da golfada na coluna de produção (m)
$L_{slg}$	comprimento da goldada (m)
$m_{gtbg}$	massa de gás na coluna de produção (kg)
$m_{gup}$	massa de gás na coluna de produção acima da golfada (kg)
$m_{gcsG}$	massa de gás no anular (kg)
$m_{gdown}$	massa de gás na coluna de produção abaixo do pistão (kg)
$m_{gpd}$	massa de gás na linha de produção entre o poço e a golfada (kg)
$m_{plg}$	massa do pistão (kg)
$P^m$	pressão medida pelo sensor (atm)
$P^{std}$	pressão nas condições padrão (atm)
$P_e$	pressão estática do reservatório (Pa)
$P_{gcsGB}$	pressão no anular na extremidade da coluna (Pa)
$P_{gcsGT}$	pressão no anular na superfície (Pa)
$P_{gdownB}$	pressão no topo do líquido no fundo da coluna (Pa)
$P_{gdownT}$	pressão na base do pistão (Pa)
$P_{gpdB}$	pressão na linha de produção junto ao poço (Pa)
$P_{gpdT}$	pressão a montante da golfada (Pa)
$P_{gproB}$	pressão na frente da golfada na linha de produção (Pa)

$P_{g_{puB}}$	pressão ajusante da golfada (Pa)
$P_{sep}$	pressão do separador (Pa)
$P_{slgT}$	pressão no topo da golfada (Pa)
$P_{tbgT}$	pressão na coluna de produção na superfície (Pa)
$Q_{gres}^{std}$	vazão de gás do reservatório na condição padrão (std m <sup>3</sup> /s)
$Q_{l_{res}}$	vazão máxima de líquido se a contrapressão zero na formação é zero (m <sup>3</sup> /s)
$RGL$	Razão gás-líquido
$T^m$	temperatura medida pelo sensor (K)
$T^{std}$	temperatura nas condições padrão (K)
$T_{g_{downB}}$	temperatura no topo do líquido no fundo da coluna (K)
$T_{g_{downT}}$	temperatura na base do pistão (K)
$t_{q_{plg}}$	tempo gasto pelo pistão para ir da superfície à extremidade da coluna (s)
$T_{slgT}$	temperatura no topo da golfada (K)
$T_{sup}$	temperatura na superfície (K)
$V^m$	vazão medida pelo sensor (m <sup>3</sup> /h)
$V^{std}$	vazão nas condições padrão (m <sup>3</sup> /h)
$v_{g_{proB}}$	velocidade do gás na linha de produção a montante (m/s)
$v_{g_{downB}}$	velocidade do gás no fundo da coluna (m/s)
$v_{g_{pdB}}$	velocidade do gás na linha de produção junto ao poço (m/s)
$v_{g_{puT}}$	velocidade do gás na linha de produção junto ao separador (m/s)
$v_{g_{sep}}$	velocidade do gás na linha de produção junto ao separador (m/s)
$v_{g_{tbgT}}$	velocidade do gás no topo da coluna de produção (m/s)
$v_{g_{upT}}$	velocidade do gás no topo da coluna de produção (m/s)

$v_{q_{gas}}$	velocidade média de queda do pistão através do gás (m/s)
$v_{q_{liq}}$	velocidade média de queda do pistão através do líquido (m/s)
$v_{slgp}$	velocidade da golfada na linha de produção (m/s)
$v_{slgt}$	velocidade da golfada na coluna de produção (m/s)
$v_{slg}$	velocidade da golfada (m/s)
$Z_{g_{downB}}$	fator de compressibilidade do gás no fundo da coluna de produção (-)
$Z_{g_{upT}}$	fator de compressibilidade do gás no topo da coluna de produção (-)
$Z_{g_{pdB}}$	fator de compressibilidade do gás na linha de produção junto ao poço (-)
$Z_{g_{puB}}$	fator de compressibilidade do gás na linha de produção a jusante da golfada (-)
$Z_{g_{sep}}$	fator de compressibilidade do gás no separador (-)
$Z_{gtbgT}$	fator de compressibilidade do gás no topo da coluna de produção (-)



---

# Capítulo 1

## Introdução

---

A produção de petróleo envolve dois sistemas distintos, mas intimamente conectados: o reservatório, que é um meio poroso com características únicas de armazenamento e de fluxo e as estruturas artificiais, que incluem o poço, os equipamentos de elevação, as facilidades de produção, separadores, bombas e os tanques de armazenamento [Economides et al. 1993]. O reservatório provê ao poço volumes de gás e/ou óleo cru. O poço por sua vez, promove um meio físico de escoamento dos fluidos do seu extremo inferior (fundo) até à superfície, além de oferecer um meio de controlar a taxa de produção de líquidos através de equipamentos localizados na sua cabeça. Os fluidos são então produzidos na linha de produção (ou linha de surgência) e, através dela, levados até o separador. Em lá estando, gás e água são removidos do óleo produzido, e com auxílio de bombas e compressores esses fluidos são transportados, através de gasodutos e oleodutos até estações de tratamento e tanques. A Figura 1.1 mostra de forma geral como esses dois sistemas estão relacionados.

A elevação de petróleo é um segmento da tecnologia de produção de petróleo que trata do escoamento de fluidos produzidos por um poço, desde o fundo até a superfície incluindo o escoamento multifásico através da coluna de produção, os sistemas de bombeio de subsuperfície, os meios de transmissão de energia da superfície até o fundo do poço e o acoplamento do comportamento do sistema de elevação com o do reservatório [Assmann 2008]. O maior desafio da engenharia de elevação é a maximização da produção de óleo e/ou gás de modo mais rentável possível [Economides et al. 1993, Guo et al. 2007].

A elevação do petróleo é o transporte de fluidos do fundo do poço até a superfície [Vidal 2005]. Sua ocorrência se dá de forma natural quando a pressão no reservatório é alta o suficiente para elevar os fluidos até a superfície, superando as perdas de cargas ao longo da coluna de produção de maneira espontânea. Poços que utilizam esse processo de elevação são denominados poços surgentes [Thomas 2001].

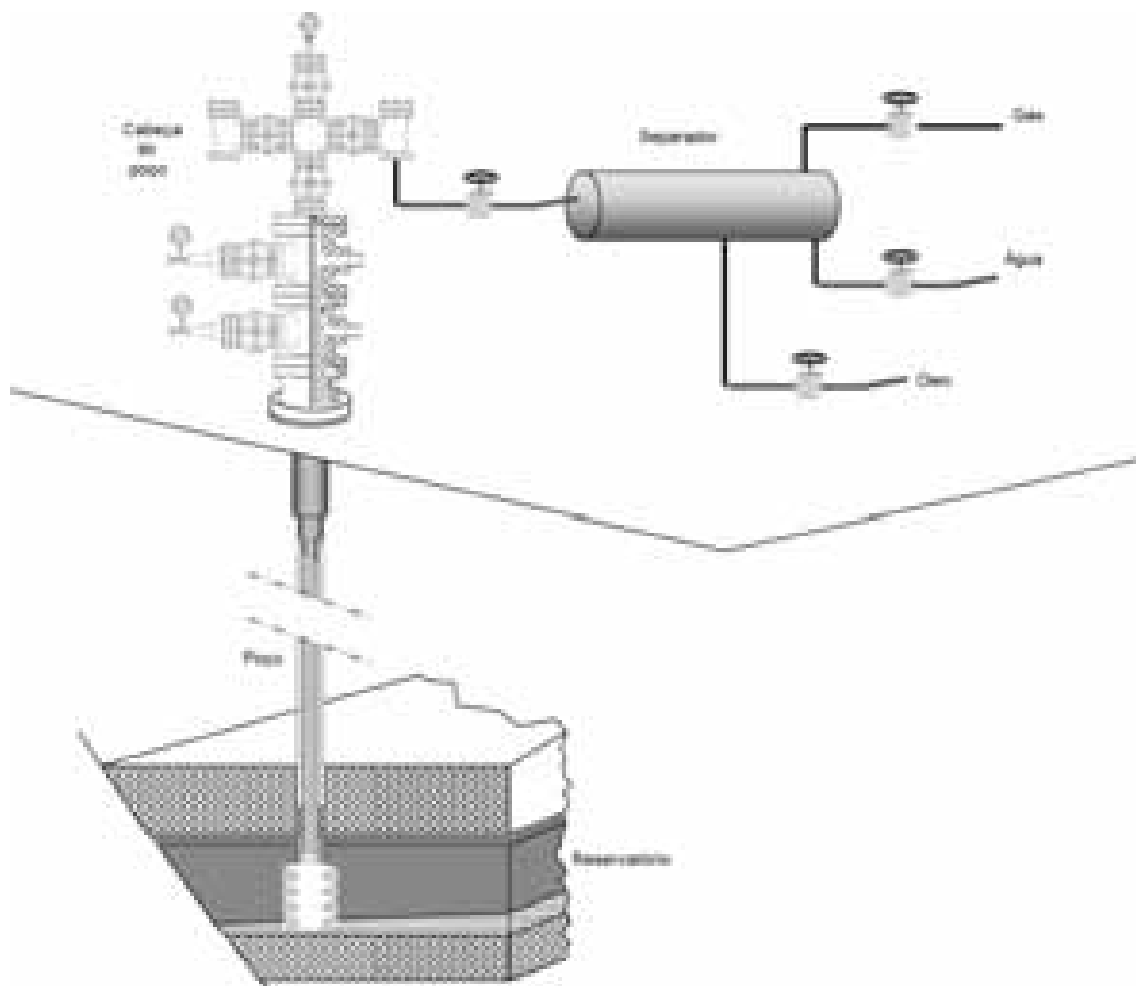


Figura 1.1: Visão geral do processo de produção e transporte de óleo e gás. Fonte: [Guo et al. 2007].

Na maior parte dos poços, a pressão do reservatório é alta o suficiente para trazer o óleo ou gás até a superfície [Assmann 2008], entretanto decorrido um certo tempo de produção, esses poços começam a perder gradativamente a energia necessária para elevar os fluidos à superfície, como consequência da contínua extração de fluidos (depleção) do reservatório, necessitando, portanto, de um método de elevação artificial. A elevação artificial de petróleo consiste, portanto, no fornecimento de energia externa ao sistema poço-reservatório [Silva 2007], com o objetivo de garantir a manutenção do escoamento do óleo da formação para o poço, e deste até a superfície, superando as perdas de cargas ao longo da coluna de produção [Bezerra 2002].

Além de ser aplicado a poços que perderam a característica de surgência, este método de elevação se aplica também a poços que não possuem originalmente condições de operar de forma natural na extração do petróleo, ou seja, poços cujos reservatórios possuem pressão interna reduzida. Um reservatório de petróleo não produzirá todo o seu potencial a menos que um método de elevação artificial seja aplicado [Martins 1991, Thomas 2001].

Na indústria do petróleo existem vários métodos de elevação artificial, dentre eles o bombeio mecânico com hastes, bombeio por cavidades progressivas, bombeio centrífugo submerso, *gas-lift* contínuo e intermitente, *pig-lift* e o *plunger lift*. Esses métodos de elevação podem ser classificados da seguinte forma:

- Pneumáticos
  - Gas Lift Contínuo
  - Gas Lift Intermitente
  - Plunger Lift
  - Pig Lift
- Bombeio
  - Bombeio Mecânico
  - Bombeio Centrífugo Submerso
  - Bombeio de Cavidades Progressivas

Os métodos pneumáticos apresentados na lista acima, com exceção do *gas lift* contínuo, são intermitentes.

Métodos pneumáticos intermitentes realizam a elevação dos fluidos com pressões relativamente baixa, quando comparada ao método pneumático contínuo (*gas lift* contínuo). Essa característica possibilita a instalação em poços cujos reservatórios apresentam um alto grau de depleção.

O *plunger lift* é um método pneumático intermitente o qual, durante um instante de tempo, o poço é fechado e fica sem produzir, permitindo que o fluido vindo do reservatório se acumule no fundo. Ao final desse tempo, o poço é reaberto e, uma repentina expansão volumétrica do gás na base do poço faz com que a massa de fluido seja elevada até a superfície. A utilização de um pistão metálico (*plunger*) no interior da coluna de produção, entre a coluna de líquido e o volume de gás, evita que o gás que se expande passe através da coluna de líquido que se eleva. Uma das principais aplicações deste método se dá em poços de óleo de baixas vazões e alta razão gás-líquido.

## 1.1 Motivação e Justificativa

Poços de petróleo que utilizam esse método necessitam de uma monitoração contínua [Baruzzi e Alhanati 1994] e, muitas vezes, da intervenção do operador para modificar os parâmetros operacionais a fim de manter a continuidade na produção.

O *plunger lift* é um sistema que possui um comportamento não-linear no transcorrer do seu ciclo de produção. A complexidade do processo de elevação ocasiona uma falta de compreensão e de soluções dos problemas de otimização do método.

O perfeito entendimento do fenômeno do *plunger lift* permitirá o aprimoramento de ferramentas adequadas para o dimensionamento, bem como o desenvolvimento de técnicas e algoritmos de controle não-linear voltadas à otimização do método.

Uma planta piloto para estudo de poços produzindo por *plunger lift* foi montada nas dependências da UFRN. A planta, equipada com todos os instrumentos utilizados em um poço real de *plunger lift*, possui 22m de altura, dos quais 4m são em acrílico transparente para visualização da partida e chegada do pistão ao fundo do poço, uma vez que este se encontra ao nível do solo.

Com essa planta será possível a realização de testes em diferentes condições operacionais, de maneira a se obter medidas dos parâmetros macroscópicos tais como vazão, pressão na cabeça do poço, pressão no revestimento e pressão na linha de produção.

## 1.2 Objetivos

São objetivos deste trabalho:

- Operacionalizar a Planta Piloto para produzir através do método *plunger lift*;
- Estudar técnicas de controle existentes para poços produzindo por *plunger lift* e fazer uma análise comparativa das mesmas;

- Estudar técnicas de controle para otimizar a produção de poços produzindo por *plunger lift*;
- Coletar dados da planta e compará-los com os obtidos via simulador;
- Empregar na planta a técnicas de controle desenvolvidas em simulador;
- Desenvolver um sistema supervisório para monitoramento e controle dos ciclos da Planta Piloto.

### 1.3 Apresentação e Organização

Este trabalho é composto de cinco capítulos com a seguinte estrutura:

No capítulo 2, o tema *plunger lift* é apresentado através de uma revisão bibliográfica, reunindo contribuições de importantes especialistas nas áreas de modelagem, estratégias de controle e aplicações gerais.

No capítulo 3, discorre-se sobre o método de elevação por *plunger lift*. Descreve-se os equipamentos que compõe um poço equipado com *plunger lift* e os tipos de instalações mais utilizados na produção de petróleo. A seguir, descreve-se o seu ciclo de operação e as formas de controle. O capítulo é finalizado apresentando características da modelagem matemática do método.

No capítulo 4, é apresentada a Planta Piloto, foco principal deste trabalho. Primeiramente é feita uma descrição dessa planta, bem como seu propósito geral. Em seguida é feita uma descrição dos instrumentos que são os responsáveis pelo funcionamento e controle da planta. Para finalizar o capítulo, é apresentado o sistema de supervisão desenvolvido, a partir do qual é possível acompanhar a evolução de cada parâmetro - pressão, vazão, e sinal digital da chegada do pistão - e fazer o controle completo do sistema, seja manual ou automaticamente.

O capítulo 5 trata dos resultados obtidos com a planta para testes com diferentes valores de Razão Gás-Líquido (RGL), incluindo diferentes formas de controle, com tempo de produção de gás. Completam este capítulo um resultado de simulação, cujo comportamento das pressões são comparados com o comportamento das pressões resultantes de testes com a planta.

O trabalho é finalizado no capítulo 6 com a apresentação das contribuições, conclusões e recomendações para estudos futuros.

---

## Capítulo 2

### Estado da Arte

---

#### 2.1 Introdução ao *Plunger Lift*

A idéia de se utilizar o pistão como forma de aumentar a produtividade em poço de petróleo surgiu a mais de 60 anos [Marcano e Chacín 1992]. Sua primeira aplicação foi na remoção de líquido de poços de gás, mas a eficiência apresentada estendeu seu uso a poço de produção de petróleo com alta RGL (razão gás-líquido), assim como, para poços que reduziram ou até mesmo pararam a produção em decorrência do acúmulo de parafinas e incrustações no interior da coluna de produção. A sua última aplicação foi em poços de *gas lift* intermitente [Chacín e Doty 1992, Beauregard e Ferguson 1982, McMurry 1953] como forma de elevar a eficiência produtiva do método. Na ocasião o pistão possuía um mecanismo de fole carregado e um obturador de borracha, de forma que quando submetido a um diferencial de pressão, existente principalmente após a abertura da válvula de controle de ciclo, a borracha do obturador se expandia, tornando-o vedante apenas durante a subida do pistão [McMurry 1953]. Essa selagem promovida pelo pistão evitava que a bolha de gás, formada durante a etapa de subida, atravessasse a coluna de líquido, deixando este para trás [Wiggins et al. 1999, Lea 1982]. Essa massa de líquido que retorna aumenta a contra-pressão na formação [Wiggins et al. 1999] impedindo o escoamento do óleo e gás desta até o poço [Rowlan et al. 2003]. Apesar de ser apresentado como selante, alguns pistões apresentam uma selagem parcial [Mower et al. 1985]. Sua importância se deve principalmente durante o período de aumento da pressão, pois essa “folga” entre o diâmetro externo do pistão e o diâmetro interno da coluna garante o acúmulo de líquido acima dele [Baruzzi e Alhanati 1994].

No princípio da utilização do *plunger lift* a linha de produção era mantida permanentemente aberta, de forma que não era possível a realização de controle algum do processo produtivo (Beeson, 1959 *apud* Baruzzi, 1994). A primeira forma de controle do método ocorreu em 1944, quando se passou a utilizar o controle do ciclo pela abertura e

fechamento da linha de produção, a partir da pressão no anular. Isso garantiu uma melhoria significativa da eficiência do método, com grande economia de gás (Beeson, 1959 *apud* Baruzzi, 1994). (Labeaux, 1955 *apud* Baruzzi, 1994) utilizou em seu trabalho o controle de ciclo baseado no tempo, já que foi mais eficiente do que o controle baseado em pressão. Porém o ajuste do ciclo além de empírico era trabalhoso, sendo necessário testes de produção para o seu ajuste.

Com o advento dos controladores eletrônicos os poços passaram a trabalhar de forma automatizada. Dentre as suas atribuições estava a regulação da operação por tempo ou pressão, além de monitorar as pressões no revestimento, coluna e linha de produção [Crow 1990]. Apesar de se valer das técnicas de controle, até então descoberta para o ciclo de produção, e do monitoramento das pressões, para McCoy et al. (2001) e Wiggins et al. (1999) a otimização da operação ainda se tornava difícil devido a falta de um conhecimento preciso do comportamento do sistema (maior desvantagem do *plunger lift*), tamanha a sua complexidade. O ajuste dos parâmetros de controle do ciclo (tempo ou pressão) eram muitos imprecisos, muitas vezes sendo ajustados “às escuras”, ou seja, o operador ajustava o valor do parâmetro de controle para um valor que levaria a uma maior produção. A consequência de um ajuste impreciso, por exemplo, um tempo de aumento da pressão muito longo, levaria a um crescimento excessivo da coluna de líquido a ser produzida, aumentando a contrapressão na formação ao ponto de amortecer o poço. Em contrapartida, um tempo muito curto, não garantia a chegada do pistão ao fundo do poço, o que reduz drasticamente a eficiência do método. Para a indústria petrolífera essa deficiência era sinônimo de pouca rentabilidade, nestas circunstâncias havia a necessidade de se prever o comportamento do método de forma rápida e precisa, e com isso, minimizar os custos operacionais e otimizar a produção.

Boswell e Hacksma (1997), na tentativa de reduzir o problema de acúmulo de líquido no fundo do poço propôs um novo método, conhecido como Circulação Contínua de Gás ou *Continuous Gas Circulation* (CGC). O método utiliza um compressor que continuamente injeta gás no revestimento na superfície, que desce até o fundo do poço e sobe pela coluna de produção, aumentando a velocidade do gás. Essa velocidade elevada garantia um maior volume de líquido levado à superfície, evitando, portanto, o acúmulo de líquido no fundo do poço.

Ainda na tentativa de encontrar uma solução ótima para os poços produzindo por *plunger lift*, Wiggins et al. (1999) realizou o que ele chamou de estudo paramétrico e concluiu o que Hacksma (1972) havia sugerido: a ótima taxa de produção é obtida pela reabertura da linha de produção logo que o pistão alcança o fundo do poço, ou seja, a pressão ótima no revestimento é aquela alcançada naquele instante. Wiggins et al. (1999)

argumentou ainda que, apesar de existir um valor ótimo para cada parâmetro, comprimento e diâmetro da linha de produção, e pressão no separador tem um efeito mínimo na otimização da produção. Para ele, os parâmetros mais importantes seriam, portanto, o tempo de aumento de pressão, que seria o tempo decorrido deste o instante do fechamento da válvula de ciclo até o momento em que o pistão atinge o fundo do poço, e o acúmulo de líquido no fundo do poço.

Encontrado a maneira de otimização da produção, o passo seguinte seria como saber se o pistão chegou ao fundo do poço. O próprio Wiggins et al. (1999) apresentou uma relação que estimava um tempo ótimo de *build up*, baseado na profundidade do poço e na velocidade média de queda do pistão (média da velocidade de queda do pistão no líquido e no gás), com o acréscimo de um minuto como fator de segurança. Para comprovar a eficiência da aproximação, Wiggins et al. (1999) testou sua proposta em quatro casos diferentes utilizando um simulador.

Os resultados alcançados mostraram uma concordância entre o valor calculado e o valor ótimo. Apesar de o erro absoluto entre os tempos de *build up* apresentarem uma faixa de 20%, a taxa de produção estimada está dentro de 1% do valor ótimo. Considerando que o tempo de queda do pistão era fator importante na otimização da produção, Braganza et al. (2001) estudaram possíveis fatores que poderiam influenciar essa velocidade. Concluíram o trabalho apresentando as seguintes considerações: gases com diferentes densidades não tem influência considerável na velocidade de queda e é irrelevante quando o poço apresenta uma alta RGL; o aumento do peso do pistão reduz a velocidade de queda, entretanto, esse aumento de massa dificultaria o seu processo de subida; por fim, concluíram que a redução da área frontal do pistão não é sinônimo de redução no tempo de queda.

Em seu trabalho, Rowlan et al. (2003) apresentou uma solução cujo princípio é baseado na aquisição de sinais acústicos durante a queda do pistão. A utilização de instrumentos (sensores) acústicos em poços de *plunger lift* possibilitou a aquisição e gravação de uma série desses sons. Essa técnica levou ao desenvolvimento de dois diferentes sistemas responsáveis pelo monitoramento destes sinais, intitulados de: monitoramento ativo e monitoramento passivo. Na primeira forma, um injetor de gás com um gerador de pulso de pressão e um microfone com sensibilidade elevada eram acoplados à coluna de produção na superfície. Durante a queda do pistão, os pulsos, gerados em intervalos de tempo periódicos, eram refletidos no pistão e chegavam até o microfone na superfície. Deste modo, a queda do pistão era monitorada desde o começo até o final da etapa de aumento da pressão. No monitoramento passivo, apenas um microfone com sensibilidade alta era acoplado ao poço na superfície. Durante a queda do pistão, quando este passava pelas luvas que unem as partes da coluna de produção pulsos acústicos eram gerados.



Estes pulsos viajavam através do gás na coluna de produção e eram detectado pelo microfone na superfície. A sensibilidade do microfone era tamanha em ambos os sistemas que era possível detectar o pulso gerado quando o pistão alcançava a coluna de líquido e até mesmo o pulso gerado quando ele chegava o fundo do poço. Na conclusão de seu trabalho, Rowlan et al. (2003) desenvolveram um estudo de caso obtendo, através do sistema acústico, informações de ensaios realizado em vários poços com diferentes pistões. Diante desses dados, pode correlacionar as diversas características de construções de diversos tipos de pistões com a suas velocidade de queda. Mais tarde, em 2006, Rowlan et al. (2006) apresentou um sistema de monitoramento portátil, baseado no sistema passivo, que desempenhava as mesmas atividades do sistema descrito acima.

## 2.2 Modelos Estáticos

Foss e Gaul (1965) obtiveram um conjunto de gráficos baseados numa combinação de análise teórica, trabalho experimental e observações no Campo *Ventura Avenue* da Companhia Shell na Califórnia, EUA. Foi investigado o balanço de forças sobre o pistão sem a contribuição do reservatório. Essencialmente, neste trabalho, é desenvolvida uma equação para descrever a pressão média no topo do revestimento necessária para elevar um certo volume de golfada de líquido a partir de uma certa profundidade do poço. A equação foi desenvolvida inicialmente por uma expressão que descreve a pressão mínima no topo do revestimento, a qual foi assumida que ocorre à medida que o pistão se aproxima da superfície com a golfada. Com o pistão próximo à superfície, a pressão mínima no topo do revestimento foi equacionada como a soma da perda de pressão por fricção do gás na coluna de produção, a pressão requerida para elevar o pistão, a pressão necessária para elevar a golfada de líquido, a perda de pressão por fricção da golfada de líquido e a contra-pressão na cabeça do poço. Por este trabalho, a frequência do ciclo do *plunger lift* foi estimada baseada numa velocidade média de subida do pistão de 5,08 m/s (1000 ft/min), enquanto que as velocidades de descida foram de 10,16 m/s (2000 ft/min) através do gás e de 0,87376 m/s (172 ft/min) através da golfada. Não foram levadas em conta o peso da coluna, a fricção do pistão e o *fallback* de líquido neste modelo.

Hacksma (1972) utilizou os gráficos de desempenho do *plunger lift* elaborados no trabalho de Foss e Gaul (1965), juntamente com a curva de IPR – *Inflow Performance Relationship* – para predizer o desempenho de um poço operado pelo método de elevação. As condições operacionais para produção ótima (RGL ótima) foram preditas nas condições mais altas ou mais baixas que a de RGL ótima. De um gráfico apropriado para *plunger lift*, Hacksma obtivera uma grande quantidade de taxas de produção e cor-

respondentes pressões médias no revestimento. As pressões médias do revestimento são corrigidas pelo gradiente de gás no anular, resultando nas FBHP – *Flowing Bottom Hole Pressure* – médias. Essas FBHP médias, em função das taxas de produção média, são superpostas sobre as curvas de IPR do poço. A intersecção da curva de IPR e curva de desempenho do *plunger lift* superposta define o ponto de operação ótimo do poço em termos da taxa de fluxo e de FBHP. O tamanho da golfada por ciclo do *plunger lift* pode ser encontrado por interpolação no gráfico de desempenho do *plunger lift* na pressão média do revestimento do ponto de operação.

## 2.3 Modelos Dinâmicos

Lea (1982) afirmou que o pistão serve para aumentar a eficiência da elevação por evitar o retorno de líquido através do gás, calcula a velocidade instantânea de subida do pistão, apresenta graficamente o perfil da velocidade do pistão à medida que este se eleva.

No modelo, o autor não considera a passagem de gás pelo pistão (pistão perfeitamente selante), considera ainda que o pistão e a coluna de líquido possuem a mesma velocidade.

O modelo dinâmico desenvolvido pelo autor leva em consideração apenas a etapa de subida do pistão. A fim de obter uma maior precisão o modelo incorpora o cálculo da variação da pressão no anular, da posição, velocidade e aceleração do pistão, quando este se desloca do fundo do poço até a superfície.

Apesar de não levar em conta no seu modelo o autor destaca, como ponto a ser discutido, a passagem de gás pelo pistão. Afirma que uma menor velocidade de subida com uma menor perda de pressão no conjunto pistão mais coluna de líquido a quantidade de gás que passaria neste conjunto seria maior do que se a velocidade de subida do conjunto fosse maior, com uma menor perda de pressão na carga (líquido mais pistão).

O autor fez uma comparação dos resultados do seu modelo dinâmico com os resultados do modelo estático apresentado por Foss e Gaul (1965). O resultado desta comparação apresentada na forma de gráficos indicam uma menor pressão no revestimento e um menor volume de gás por ciclo do que era previsto no modelo estático de Foss e Gaul (1965).

O autor faz uma análise do ciclo do *plunger lift* para poço com alta RGL (razão gás líquido). Em uma análise do *plunger lift* para retirada do acúmulo de líquido de poços de gás, o autor apresenta uma expressão para o cálculo da altura da coluna de líquido, em função do tempo, considerando o período de *afterflow* (produção de gás) e *build up* (aumento de pressão). Apresenta ainda uma expressão para calcular a pressão necessária para elevar a coluna de líquido acumulada.

Poços de gás acomplando o reservatório e equipados com *plunger lift* para a remoção de líquidos foram testados, e indicaram que tempos específicos para produção de gás, com o pistão na superfície, não afeta drasticamente a taxa média de produção por ciclo.

Gasbarri e Wiggins (2001) utilizaram o mesmo modelo apresentado por Wiggins et al. (1999) e implementaram um simulador, escrito em FORTRAN, em que era necessário estimar valores iniciais aproximados para a pressão de fluxo no fundo do poço e do tamanho da golfada de líquido para começar a análise a partir do período de *build up*. Os valores da pressão de fluxo no fundo do poço e da coluna de líquido no final do período de aumento da pressão serviam de condições iniciais para a fase de subida do pistão. Terminada a etapa de subida do pistão, com o pistão na superfície, o tempo de produção de gás continuaria até um certo tempo ou quando a pressão na cabeça do poço atingisse um valor mínimo, reiniciando todo o processo com os parâmetros de *build up*, sendo aqueles do fim do período de produção de gás.

Diferiram a modelagem da etapa de subida do pistão de trabalhos publicados anteriormente, basicamente em dois aspectos:

- Neste modelo, a pressão no topo da golfada não depende somente da gravidade, mas também leva em consideração as perdas por atrito na coluna e na linha de produção quando a válvula de superfície é aberta.
- O gás e o líquido oriundos da formação é contabilizado durante todo o ciclo.

Condições de operação de campo como características o poço, informação da produção e pressões na cabeça do poço publicadas por Baruzzi e Alhanati (1994) foram utilizadas pra testar o desempenho do modelo dinâmico. Utilizaram ainda para testes as características de um exemplo de poço utilizado por Lea (1982) para analisar o transiente da pressão no topo da golfada. O modelo apresentou resultados satisfatórios, uma vez que conseguiu replicar os resultados obtidos por Lea (1982) e aproximar, com uma precisão rezoável, os valores de campo publicados por Baruzzi e Alhanati (1994).

Chacín e Doty (1992) apresentaram um modelo destinado a projeto de instalação de poços de *gas lift* intermitente com pistão. O modelo leva em consideração o ciclo completo de produção, constituído por: acúmulo de fluidos no fundo do poço, pressão de *build up* no anular, subida do pistão e coluna de líquido e produção na linha de surgência. Parâmetros como pressão do reservatório, comportamento da entrada de fluidos no fundo do poço, características da coluna e da linha de produção, características do pistão, pressão de injeção disponível, projeto da válvula de injeção e da válvula de *gas lift* e comportamento do gás, foram levados em consideração na modelagem matemática. O modelo implementado incorpora ainda, como parte da simulação dinâmica, dados experimentais

de subida do pistão que fornece a velocidade instantânea de subida do pistão, bem como a passagem instantânea de líquido pelo pistão de maneira que esse retorno de líquido pode ser estimado, ao invés de “assumido”.

Compararam o modelo proposto com dados de um poço de *gas lift* intermitente com pistão, na Venezuela, e os resultados obtidos foram bastante satisfatórios, com diferenças entre os valores medidos e os simulados menor do que 5%, nos quesitos produção de óleo, consumo total e tempo total de produção.

Marcano e Chacín (1992) apresentaram um modelo do *plunger lift* convencional que leva em consideração os estágios relevantes do ciclo de produção, estimativa do *fallback* e a influência do reservatório. O ciclo de produção foi dividido em três estágios: subida do pistão, descida do pistão e aumento da pressão.

1. Subida do pistão: tem início quando a válvula motora é aberta e se caracteriza pela subida da golfada e o pistão. Considera a entrada de fluidos no fundo do poço desde que a pressão de fluxo no fundo seja menor que a pressão do reservatório. Esse estágio foi dividido em quatro subestágios:

- Injeção de gás pelo anular: se caracteriza principalmente pelo fluxo descendente de líquido e gás no anular até o gás atingir a extremidade da coluna de produção (não considera a passagem de gás pelo líquido no anular).
- Subida/Ascensão do gás: caracterizada pela penetração de gás no líquido abaixo do pistão na forma de bolha de Taylor até atingir o pistão. Considera o *fallback* na forma de filme de líquido devido a passagem da bolha de Taylor.
- Golfada na coluna de produção: considera o *fallback* como função da velocidade relativa entre o pistão e a coluna de líquido.
- Produção da golfada: parte da golfada é produzida na linha de produção; aumento da velocidade do pistão e do restante da coluna de líquido.

O estágio 1 termina com o fechamento da *motor valve* logo que o pistão chega ao lubrificador, dando início ao estágio 2.

2. Queda/Descida do pistão: o pistão desce aceleradamente até atingir uma velocidade de queda constante; líquido resultante do *fallback* durante o estágio 1 escoar pela parede do tubo de produção e se acumula no fundo do poço e contribui para o próximo ciclo. Neste estágio considere-se também o fluxo de fluido para o poço, desde que a pressão no reservatório seja maior que a pressão de fluxo no fundo. Este estágio termina quando o pistão chega ao conjunto de molas para amortecimento localizado no fundo do poço, dando início ao próximo estágio.

3. Aumento da pressão (*build up*): gás e líquido se deslocam do reservatório para o fundo do poço, o líquido para aumentar o volume da golfada e o gás para pressurizar o espaço anular até atingir a pressão para reabertura, marcando o fim do estágio e dando início a um novo ciclo.

O controle do ciclo é feito de duas maneiras: pressão no revestimento na superfície e por tempo, sendo este o uso mais comum.

Para validar o modelo, primeiramente foi feita uma análise do seu comportamento físico. Verificaram que a velocidade de subida do pistão aumentava quando a pressão no revestimento na superfície aumentava.

Utilizaram dois poços com baixa vazão, mas com um razoável conjunto de dados para validar, e os resultados obtidos foram satisfatórios visto, que, para ambos os poços, a diferença entre o valor medido e o estimado pelo modelo foi menor que 12%.

Rosina (1983) apresentou um modelo dinâmico para *plunger lift* convencional durante a etapa de subida. Neste trabalho, um modelo rigoroso para expansão de gás do anular para dentro da coluna de produção, ascensão da bolha de gás na mesma velocidade que o pistão, e o pistão atravessando a golfada de líquido de acordo com dados experimentais, resulta em um conjunto de equações diferenciais que podem ser resolvidas numericamente. Os resultados desse modelo foram comparados em um poço experimental de 18,28 m. O comportamento do *fallback* de líquido predito pelo modelo estava de acordo com o esperado para uma instalação de *Intermittent Gas Lift* já que se considera que a frente de bolha e o pistão movem-se à mesma velocidade.

Mower et al. (1985) montaram um poço instrumentado de 224 m de profundidade com revestimento de 9 5/8" e coluna de produção de 2 3/8". Utilizando ar e água como fluidos do poço, testaram 13 tipos de pistões, sendo 12 comerciais e um não comercial com dois orifícios de diâmetros diferentes no centro. Primeiramente utilizando um tubo transparente com 2" de diâmetro interno, cada pistão foi submetido a uma vazão de ar que foi gradativamente ajustada, a fim de se encontrar a vazão necessária para equilibrar o peso do pistão. Na maioria dos casos, a pressão diferencial era praticamente igual ao peso do pistão dividido pela área de seção transversal do tubo. Calcula a velocidade do pistão no ar como função da variação da pressão no tempo. Dessa forma previam a chegada do pistão no topo da coluna de líquido. As velocidades de queda do pistão coletadas no laboratório eram função das pressões, que eram relativamente baixa, ao contrário do que se encontra em condições de campo, por este motivo essas velocidades não foram apresentadas no documento.

Mostraram que uma maior pressão no revestimento acarretaria em uma elevada ve-

locidade de subida do pistão e, conseqüentemente, uma menor passagem de gás pela folga do pistão. Porém, testes realizados com uma menor pressão no revestimento resultaram em uma menor velocidade de subida do pistão, uma vez que esse menor valor da pressão se reflete como uma menor energia potencial para elevar o pistão à superfície. Essa velocidade menor permite um aumento na passagem de gás pela folga do pistão.

Utilizaram o modelo matemático desenvolvido por Foss e Gaul (1965), com uma modificação para fornecer a pressão mínima necessária no revestimento. O modelo leva em consideração a passagem de gás pelo pistão e o *fallback* do líquido. Realizaram testes em quatro poços com diferentes condições de operação a fim de coletar uma quantidade de dados suficientes para ajustar a correlação obtida com testes utilizando o modelo proposto. O ajuste do modelo para se adequar a esses dados de campo foi feito de forma completamente empírica.

Baruzzi e Alhanati (1994) fizeram uma modelagem dinâmica para analisar a operação do *plunger lift* convencional em poços de óleo. O estudo mostrou que o tempo mínimo de *build up* que fornecerá a energia suficiente para que a golfada de líquido acima do pistão seja elevada resulta na mais alta taxa de produção. Neste trabalho também foi utilizada uma equação de IPR (para produção estabilizada) para descrever o acoplamento do reservatório ao sistema.

Apesar dos esforços e da contribuição valiosa de vários pesquisadores no desenvolvimento e aprimoramento de modelos dinâmicos que representam o comportamento do *plunger lift* a Planta Piloto servirá como uma ferramenta especializada no aperfeiçoamento da modelagem, através da elaboração de etapas ainda não contempladas. Adicionalmente, e não menos importante, serão as contribuições da Planta Piloto do que diz respeito a testes de controladores com capacidade de otimizar a produção de óleo (juntamente com simuladores) e avaliação da produção para uma diversidade de pistões, visto que, para esta última principalmente, a paralisação da operação poços para realizar esses testes acarreta em redução da produção, reduzindo o retorno financeiro.

---

## Capítulo 3

# O Sistema *Plunger Lift*

---

No período inicial de produção do poço de petróleo, em quase na totalidade dos casos, o reservatório possui a pressão interna necessária para superar as perdas de carga gerada na rocha reservatório, na coluna de produção e nas instalações de superfície, caracterizando com isto a etapa de “surgência” [Patricio 1996]. Porém, no decorrer de sua vida produtiva, onde as características do reservatório se alteram de forma que esse não apresenta mais condições naturais para fornecer vazões de óleo, ou nos casos em que o reservatório não possui originalmente a característica de surgência, algum tipo de elevação artificial deverá ser implantado. O método de elevação é selecionado tendo em conta as características do fluido produzido e, principalmente, as vazões esperadas de óleo, gás e água [Patricio 1996]. Dentre os métodos disponíveis, o *plunger lift* se destaca por apresentar um menor investimento inicial e um baixo custo operacional em relação aos outros métodos.

Este capítulo apresenta uma visão geral sobre o método de elevação por *plunger lift*, e está assim organizado. Primeiro, se faz uma descrição do método apresentando vantagens e desvantagens, suas aplicações, os tipos de estrutura existentes e os componentes que o compõe. A seguir, é apresentado o seu princípio de funcionamento, as estratégias de controle e, por fim, a modelagem mecânica que deu origem ao simulador.

### 3.1 Descrição

O método de elevação artificial por *plunger lift* (Figura 3.1) se caracteriza pelo uso de um pistão (ou *plunger*) que se desloca ciclicamente para cima e para baixo no interior da coluna de produção. Esse pistão age como uma interface mecânica entre o líquido e o gás produzidos [Lea 1982], e utiliza a energia liberada pela expansão deste último para o seu movimento de subida. A sua utilização promove um aumento na eficiência da elevação de líquido, pois reduz acentuadamente o retorno do mesmo através do gás,

fenômeno este conhecido como escorregamento de líquido ou *fallback*. A ocorrência desse fato é indesejável pois, além de representar uma perda de volume da coluna de líquido que se eleva, esse líquido que retorna aumenta a pressão de fluxo no fundo do poço, reduzindo a sua produção [Wiggins et al. 1999]. Além de reduzir o escorregamento do líquido, o pistão, devido ao processo cíclico do método, se desloca repetidamente na coluna de produção promovendo uma limpeza na mesma, evitando desta forma problemas com acúmulo de parafinas e incrustações.

Existe uma série de métodos de elevação artificial disponíveis para deliquificar poços de gás ou aumentar a produção de poços de óleo. Entretanto, a escolha da melhor alternativa a ser utilizada leva em consideração a satisfação de alguns critérios. Dentre estes, podem-se citar: consideração da taxa de fluxo, viabilidade econômica, característica do poço e integridade mecânica [Oyewole e Garg 2007]. Obedecendo a estes critérios, o *plunger lift* se torna uma escolha adequada, pois se caracteriza por ser um método que apresenta um baixo custo na instalação inicial, além de pouca necessidade de manutenção e baixo custo operacional em relação aos outros métodos [Lea 1982]. Outro fator que o torna uma alternativa atraente é o fato de, na maioria dos casos, o método não necessitar de uma fonte externa de energia.

## 3.2 Aplicações

De acordo com Marcano e Chacín (1992), pistões metálicos são usados há mais de 60 anos na produção de óleo e gás. A técnica de elevação utilizando tais pistões (*plunger lift*) foi originalmente desenvolvida para ser utilizada na remoção de líquido em poços de gás, entretanto seu uso foi ampliado para poços de produção de petróleo que apresentavam alta RGL (razão gás-líquido), bem como para poços que pararam de produzir em decorrência do acúmulo de parafina e incrustações no interior da coluna de produção [Chacín e Doty 1992]. Ainda de acordo com Chacín e Doty (1992), tempos depois, foi a vez do *gas lift* intermitente fazer uso do pistão.

Com o tempo de produção a vazão dos poços produtores de gás vão naturalmente diminuindo. Essa redução da vazão é agravada em decorrência do acúmulo de líquido no fundo do poço, uma vez que este não possui mais pressão suficiente para elevar o líquido até a superfície. Esse acúmulo de líquido aumentará a pressão de fluxo no fundo do poço, reduzindo cada vez mais a sua capacidade de produção ao ponto de amortecê-lo ou afogá-lo por completo. Nestes casos, o uso do *plunger lift* é indicado para a contínua remoção de líquido que venha a se acumular no fundo do poço, aumentando o seu tempo de vida produtiva.



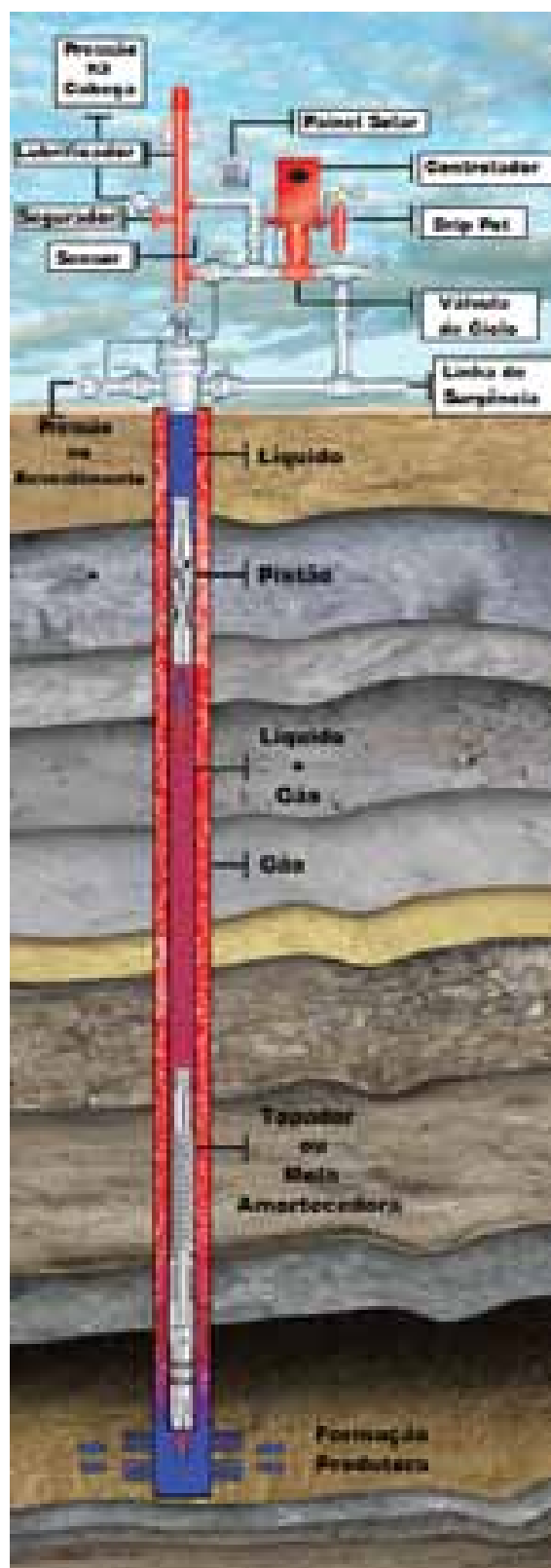


Figura 3.1: Sistema *plunger lift*. Fonte: [Services 2009] Adaptado.

Atualmente, o método *plunger lift* vem sendo instalado muito mais cedo na vida produtiva de um poço, ao contrário do que se fazia no passado, em que o método não era considerado até que ocorressem significantes problemas de acúmulo de líquido no fundo do poço [Morrow e Hearn 2007]. Ainda de acordo com estes autores, antes que o problema de acúmulo tornar-se mais severo, o *plunger lift* é instalado e devidamente configurado com um *by-pass* mais largo para que o pistão alcance o fundo do poço mais rapidamente e os ciclos ocorram de maneira bem mais rápida do que o normal. Essa redução no tempo de cada ciclo, mantém o fluxo de gás do reservatório para o poço praticamente constante, fazendo, portanto, a taxa de produção permanecer elevada.

Quando ocorre uma redução no fluxo de gás, e consequentemente na pressão do reservatório para o poço, decorrente do tempo de produção do poço, o “*plunger* de ciclo rápido” se torna ineficiente, sendo portando plausível a reestruturação para o tipo convencional do *plunger lift*. Tempos depois, quando as taxas de produção se tornam menores, uma outra modificação do *plunger lift*, desde que comprovado o retorno econômico, pode ser adotada. Se trata do sistema *plunger lift* progressivo, que é uma configuração do método que faz uso de dois pistões na mesma coluna de produção. Essa técnica permite que os poços se mantenham produzindo mesmo quando a RGL decai para um valor abaixo do normalmente aceitável para operação do *plunger lift* convencional [Morrow e Hearn 2007].

Poços produtores de petróleo que apresentam elevada RGL são fortes candidatos a usar o *plunger lift*. Devido a alta produção de gás, o líquido que deveria ser produzido tende a ser deixado para trás (*fallback* em decorrência da passagem “preferencial” do gás pela coluna de líquido) quando ambos se elevam. A utilização de pistões aumentam radicalmente a eficiência da elevação de líquido, por evitar a passagem do gás através dele. Assim como ocorre com os poços de gás, poços com alta RGL podem se valer das mesmas adaptações na estrutura do poço. Ou seja, *plunger* de ciclo rápido pode inicialmente manter uma elevada taxa de produção e, mais tarde, quando ocorrer uma decadência na taxa de fluxo, o *plunger lift* convencional pode ser adotado e, em último caso, quando o influxo se tornar ainda menor pode-se utilizar o *plunger lift* progressivo [Morrow e Hearn 2007].

Com o tempo de produção, ocorre o acúmulo de parafinas, hidratos e incrustações nas colunas de produção dos poços. O efeito dessa deposição sobre o sistema de produção acarreta em: perda de produção de óleo, aumento da perda de carga, perda de equipamentos, perda da eficiência de tratamento (o petróleo muitas vezes sofre alterações na sua viscosidade, em alguns casos chegando a gelificar, devido ao contato com esses depósitos). Com uso de pistões evita-se, nesses casos, uma possível parada do poço para

manutenção e troca da coluna de produção. Como o pistão se movimenta constantemente, ele promove uma limpeza no interior da coluna de produção evitando a formação de incrustações.

Durante o estágio de elevação do *gas lift* intermitente a expansão do gás eleva a golfada de líquido que se acumulou na coluna de produção. Porém, quanto maior a velocidade relativa dessa bolha de gás, maior é a sua penetração na coluna de líquido, devido ao fato do gás viajar mais rápido do que o líquido. Isso, associado à perda de líquido na forma de uma fina camada em decorrência do atrito deste com a parede do tubo, aumenta consideravelmente a perda de massa da coluna de líquido que será produzida. Por essa razão, parte do gás injetado tende a alcançar a superfície antes da coluna de líquido [Morrow e Hearn 2007]. Fatores como profundidade do poço, diâmetro da coluna de produção e viscosidade do líquido agravam o problema de retorno de líquido. De acordo com Morrow e Hearn (2007), em alguns casos, o retorno de líquido pode chegar a 10% da coluna de líquido a cada 300 metros de profundidade. A instalação de uma interface mecânica entre o gás injetado e o líquido produzido, reduz essa perda de massa de líquido da golfada no seu caminho até a superfície em até 100%, nesses poços.

### 3.3 Tipos de *Plunger Lift*

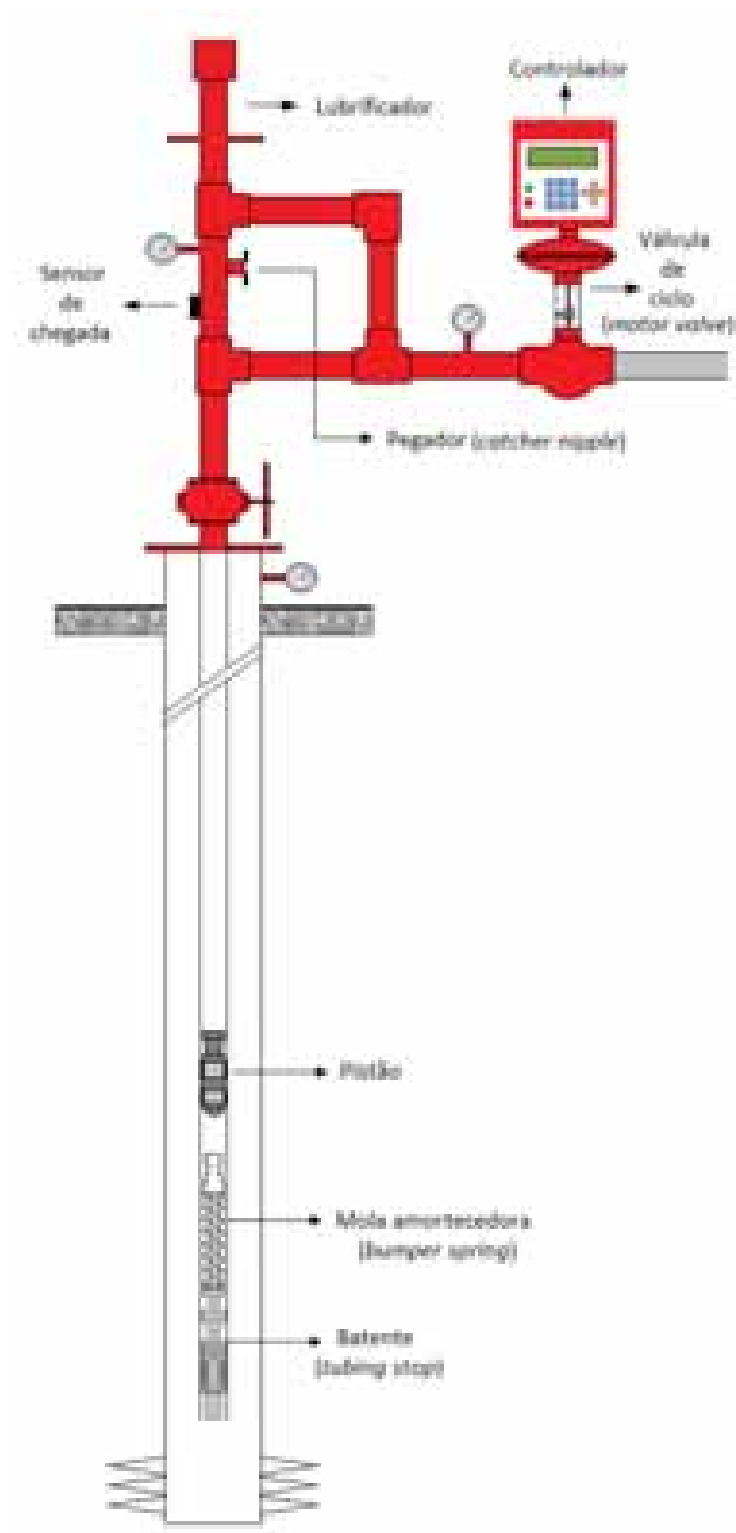
Existem basicamente cinco tipos de *plunger Lift*: o convencional, o com *packer*, o assistido, o de dois estágios e o com câmara reforçada.

- **O *plunger lift* convencional**

Forma mais básica do *plunger lift*, essa configuração se caracteriza por utilizar apenas a energia do próprio reservatório para elevação do pistão, juntamente com a coluna de líquido. Poços que possuem uma alta RGL são fortes candidatos a utilizar essa alternativa. A Figura 3.2 retrata a estrutura do *plunger lift* convencional.

- **O *plunger lift* com *packer***

Tipo pouco frequente de instalação. Seu uso é geralmente limitado a poços de gás, para remoção de líquido acumulado no fundo do poço. Ao se abrir a linha de produção, a subida do pistão se dá pela expansão do gás proveniente do reservatório. A Figura 3.3 retrata a estrutura do *plunger lift* com *packer*.

Figura 3.2: *Plunger lift* convencional.

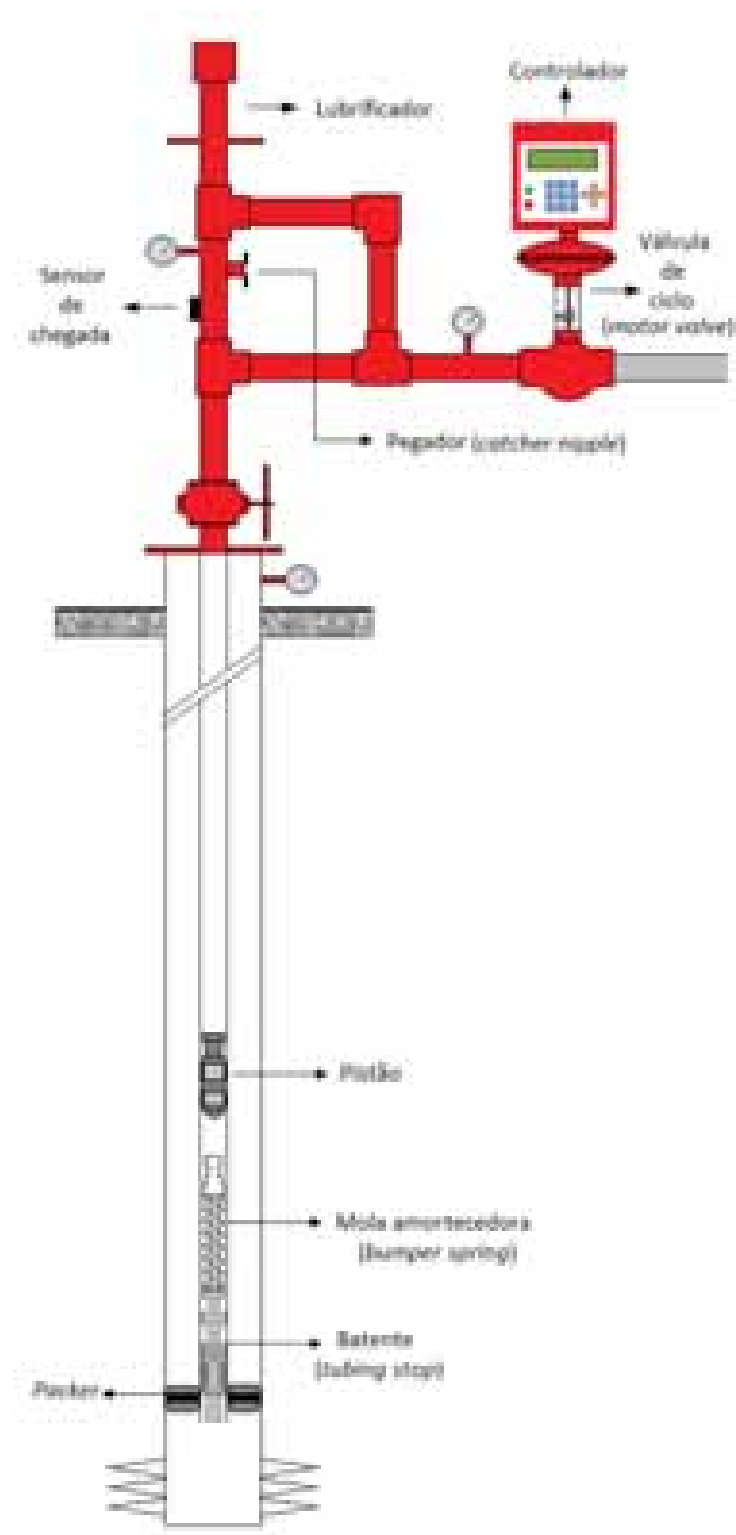


Figura 3.3: *Plunger lift com packer.*

- O *plunger lift* assistido

Detectado que o *plunger lift* convencional já não apresenta mais um rendimento ou índice de produtividade satisfatório, ou poços que inicialmente não apresentam a RGL mínima necessária para que se possa empregar o *plunger lift* convencional, desde que comprovada a maximização do retorno financeiro, gás natural pode ser injetado no revestimento. Esse gás deve ser injetado no espaço anular a uma pressão que associada à pressão do gás oriundo da formação, forneça a energia necessária para o deslocamento do pistão mais a golfada até a superfície. A esta configuração dá-se o nome de *plunger lift* assistido, conforme apresentada na Figura 3.4.

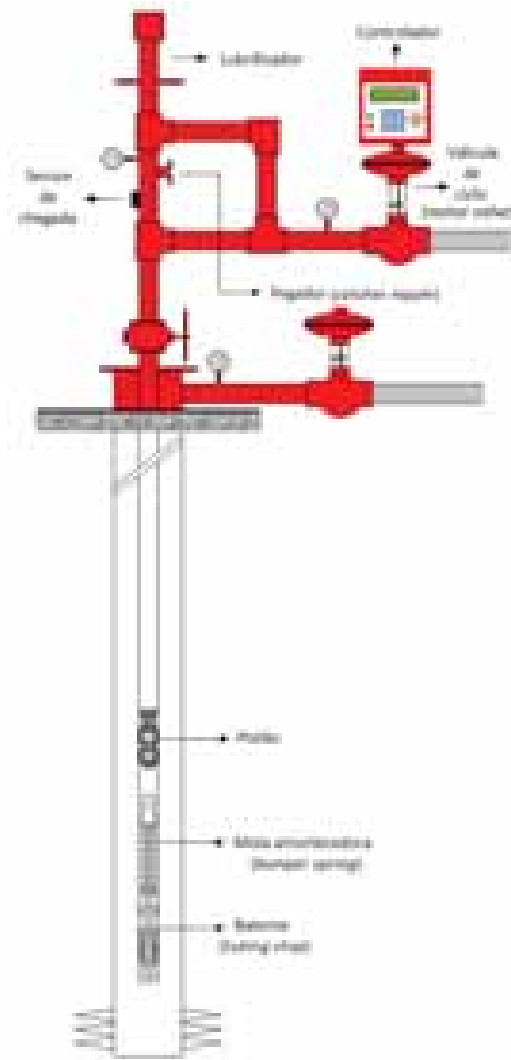


Figura 3.4: *Plunger lift* assistido.

- O *plunger lift* de dois estágios

O *plunger lift* convencional foi apresentado como sendo uma proveitosa relação custo-benefício para remoção de líquido do fundo o poço. Entretanto, existem casos em que esse método não é suficiente para cumprir a atividade ao qual foi designado, são eles: poços com baixa RGL e poços profundos [Services 2010b]. Para estes poços, o *plunger lift* de dois estágios (ou multi-estágio) (Figura 3.5) é uma alternativa econômica que tem produzido excelentes resultados [Wienen 2010]. Essa ferramenta, cria múltiplos sistemas *plunger lift* em um único poço, de forma que o líquido seja elevado em estágios. Com essa estratégia, grandes quantidades de líquidos podem ser removidas utilizando a energia do próprio poço.

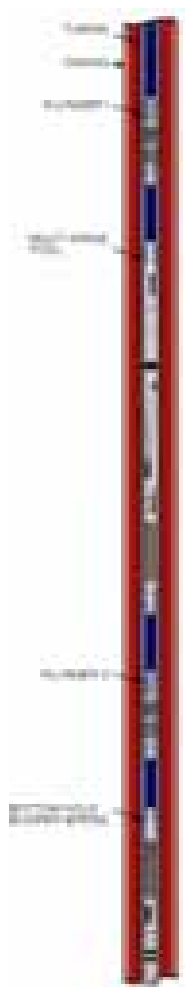


Figura 3.5: *Plunger lift* multi-estágio. Fonte: [Services 2010a].

- O *plunger lift* com câmara reforçada

*Chamber lift* é um outro método de elevação artificial que se estende originalmente do *gas-lift* [E. Beauregard 2007] e caracteriza-se por possuir uma terceira coluna (ou tubo) entre o revestimento e a coluna de produção (ver Figura 3.6), originando assim um “segundo” espaço anular de menor diâmetro. Trata-se de um processo intermitente e de natureza cíclica e que, durante a sua etapa de produção pode apresentar o mesmo problema dos poços surgentes com alta RGL ou, até mesmo, dos poços de *gas lift*: o retorno de líquido para o fundo do poço. Devido a sua alta velocidade, o gás tende a passar através da coluna de líquido, deixando-a para trás. Essa ineficiência faz com que esse líquido retornado se acumule do fundo do poço e não seja produzido na superfície. Como forma de melhorar a eficiência do *chamber lift* foi adicionado um pistão, que além de aumentar a produtividade de líquido, reduz drasticamente o retorno deste em direção ao fundo do poço. Essa modificação causada pela adição do pistão caracteriza um outro método de elevação, conhecido como *Plunger Enhanced Chamber Lift* (*plunger lift* com câmara reforçada) ou PECL<sup>TM</sup> (da PCS). Mais detalhes sobre esse modo de elevação, pode ser encontrado em E. Beauregard (2007).

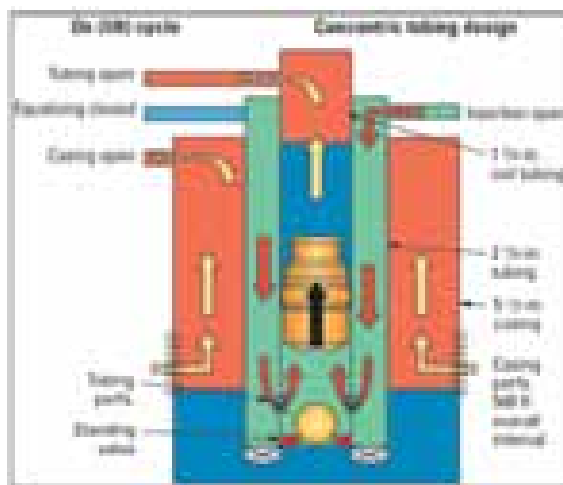


Figura 3.6: *Plunger-Enhanced Chamber Lift* ou PECL. Fonte: [E. Beauregard 2007].



### 3.4 Descrição do Ciclo do *Plunger Lift*

O sistema *plunger lift* é relativamente simples e requer poucos componentes [Lea et al. 2008]. Uma instalação de poços com *plunger lift* é constituída de equipamentos para cabeça do poço (superfície) e para o fundo do poço (sub-superfície). A descrição mais detalhada de cada componente será feita no capítulo 4, juntamente com os equipamentos que compõem a Planta Piloto.

O ciclo do *plunger lift* pode ser dividido em 3 diferentes etapas: aumento da pressão (*build up*), subida do pistão (*open time*) e pós-fluxo (*afterflow*). A segunda foi dividida em duas etapas independentes, subida do pistão (*open time*)/produção (*producing*), para uma melhor visualização do ciclo (Figura 3.7).



Figura 3.7: Ciclo do *plunger lift*.

O período de aumento da pressão começa quando a válvula de controle de ciclo (*motor valve*) se fecha. O pistão começa o seu movimento de descida para o fundo do poço, enquanto que o gás produzido pelo reservatório vai se armazenando principalmente no espaço anular, que funciona como um reservatório para armazenar esse gás, e o líquido que chega ao fundo do poço vai se acumulando na coluna de produção. Uma pequena parcela do gás produzido pelo reservatório também se desloca para a coluna de produção e se acumula sobre a coluna de líquido. Para uma maior eficiência do método é necessário que esse tempo de aumento da pressão seja mínimo o suficiente para que o pistão atravesse a coluna de gás e de líquido e, finalmente, alcance o fundo do poço antes da reabertura da válvula de controle de ciclo. Independente do tipo de controle do ciclo, se por pressão no revestimento na superfície, por tempo etc., a pressão no revestimento deve ser alta o suficiente para elevar o pistão juntamente com a coluna de líquido acumulada até a superfície quando a válvula de controle for reaberta [Rowlan et al. 2006]. É importante ficar claro que gás e líquido continuam sendo produzidos pelo reservatório durante todos os períodos que compõem o ciclo [McCoy et al. 2003]. A Figura 3.8 retrata essa etapa do ciclo.

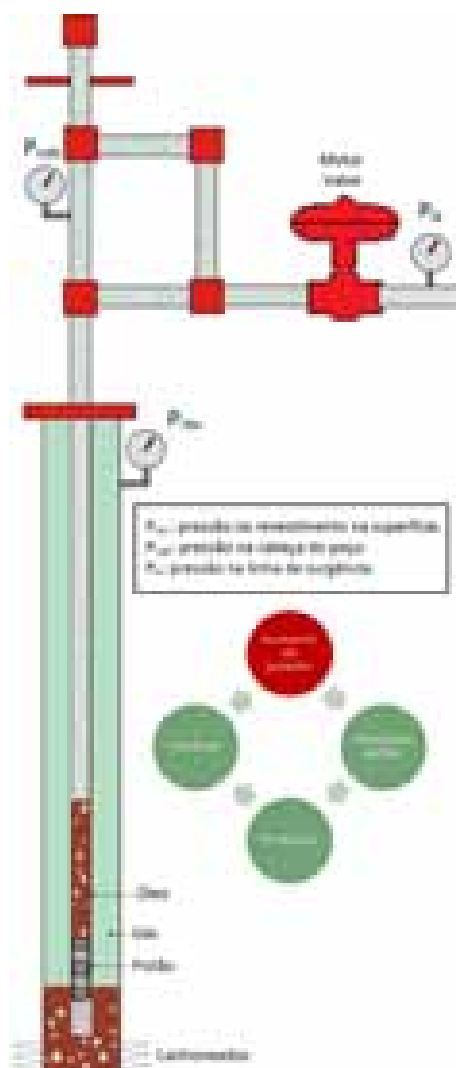


Figura 3.8: Primeira etapa do ciclo - Aumento da pressão.

Após um período de tempo pré-estabelecido desde o início de aumento da pressão ou quando a pressão na cabeça do poço e no espaço anular na superfície chegarem a um valor adequado, a *motor valve* é aberta e a etapa de subida do pistão se inicia (Figura 3.9). O gás acima da coluna de líquido se expande criando um diferencial de pressão no pistão, que inicia a sua subida juntamente com a coluna de líquido acumulada. O gás armazenado no espaço anular se expande e juntamente com a pressão propagada pela expansão do gás do reservatório fornecem a energia necessária para elevar o pistão e a golfada de líquido até à superfície.

Quando o pistão se aproxima da superfície, a golfada de líquido é então produzida, conforme mostrado na Figura 3.10. Depois de toda a golfada ser produzida o pistão chega

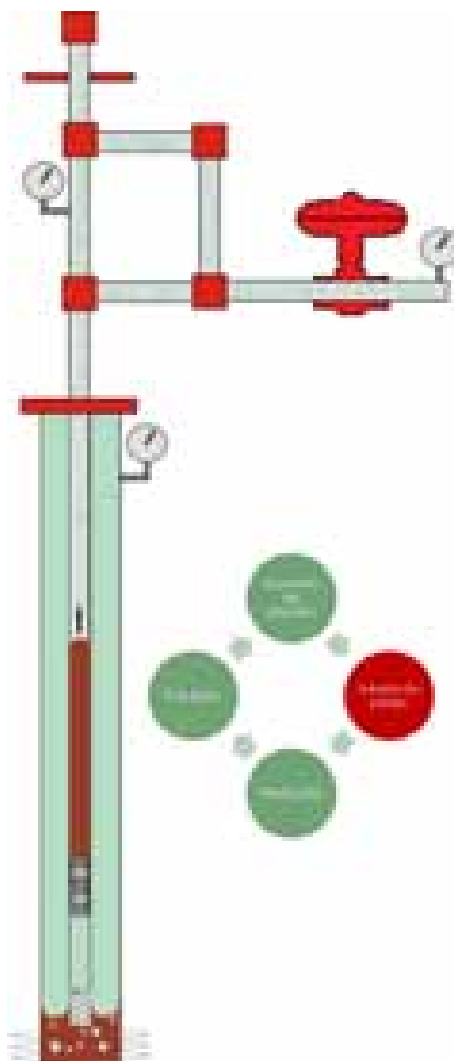


Figura 3.9: Subida do pistão e produção líquido.

à superfície e se mantém lá devido à pressão decorrente da expansão do gás que o levou até à superfície.

Após o pistão chegar à superfície, a válvula de controle de ciclo, em alguns casos, é mantida aberta por um período de tempo pré-estabelecido para que ocorra a produção de gás. O pistão se mantém na superfície pelo motivo já explicado acima e o gás é produzido na linha de produção. Dependendo da velocidade do gás, algum volume de líquido pode ser arrastado até a superfície e é produzido juntamente com o gás. Entretanto, à medida que o tempo de pós-fluxo vai transcorrendo, a vazão de gás reduz ao ponto de não ocorrer essa produção adicional de líquido. A produção de gás continua até que seja atingido o tempo programado para essa etapa. A esse período, cuja ilustração é mostrada na Figura

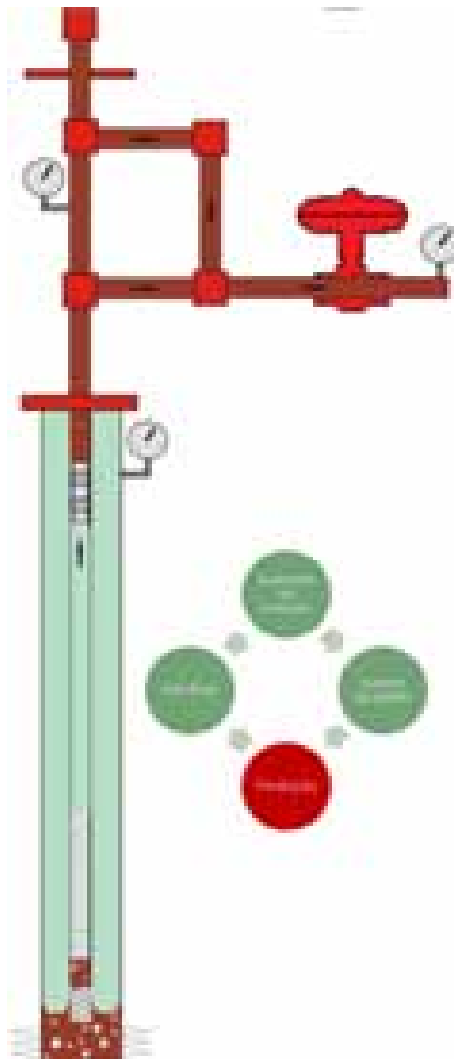


Figura 3.10: Subida do pistão e produção líquido.

3.11, dá-se o nome de “pós-fluxo” ou *afterflow* para poços de óleo e *blowdown* para poços de gás.

Terminado esse período, a *motor valve* é fechada, o pistão cai e o período de “aumento da pressão” recomeça, dando início a um novo ciclo. A Figura 3.12 ilustra o momento de descida do pistão.

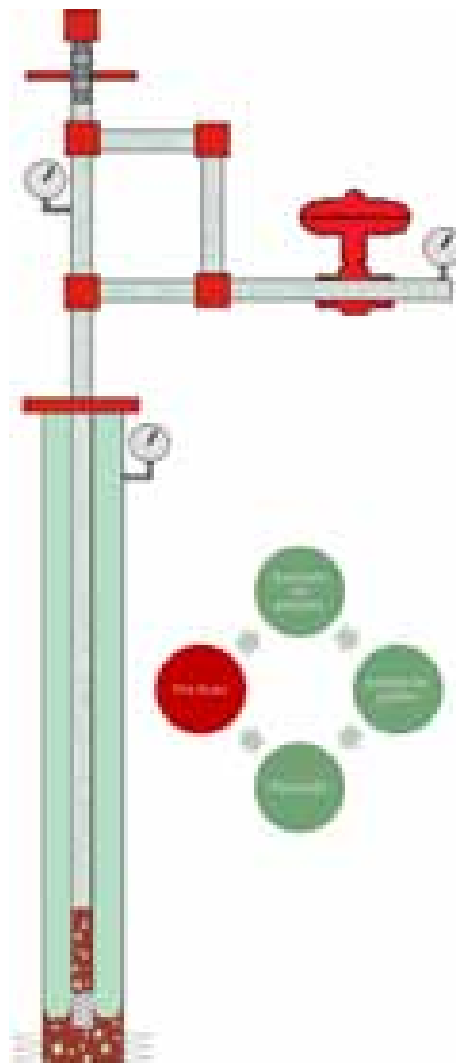


Figura 3.11: Terceira etapa do ciclo - pós-fluxo.

### 3.5 Modos de Controle

De acordo com Silva (2007), a baixa utilização do *plunger lift* na indústria do petróleo ao longo dos anos ocorreu, basicamente, em função das dificuldades encontradas pelos operadores em manipular os controladores pneumáticos existentes na época e em ajustar os tempos corretos para a otimização da produção do poço. Encontrar um ponto ótimo de trabalho de um poço de *plunger lift* não é uma solução trivial. Além da RGL, que é fator determinante do comportamento de um poço, a característica de operação intermitente do método exige o monitoramento e adequação do tempo de aumento da pressão e do tempo de pós-fluxo para o melhor desempenho do método.

Uma outra variável importante, cujo gerenciamento mantém a estabilidade da pro-

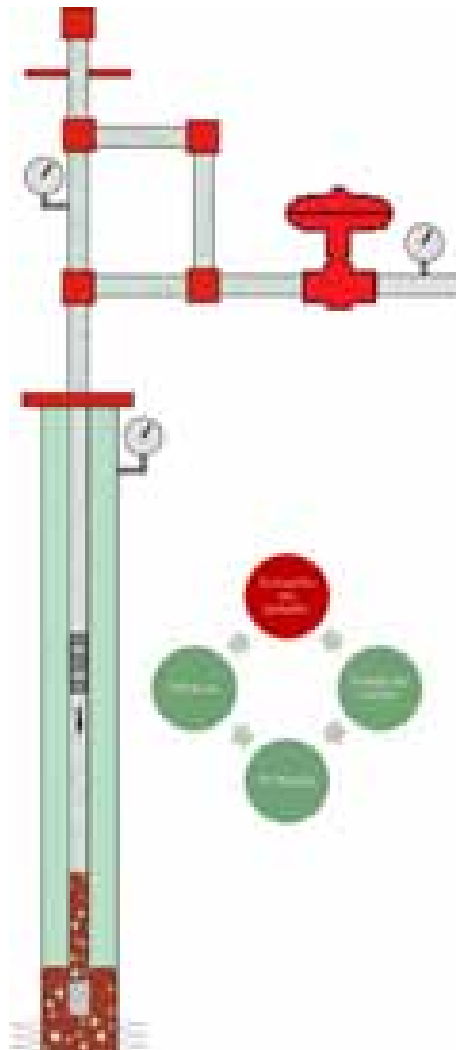


Figura 3.12: Início da primeira etapa - queda do pistão.

dução do poço, é a velocidade de subida do pistão [Lea et al. 2008]. Além de evitar quebras, ineficiência do método e possíveis acidentes, a manutenção da velocidade do pistão dentro de limites seguros e operacionais facilita a implementação de procedimentos de otimização para o método [Lea et al. 2008]. Entretanto, essa variável é determinada indiretamente através do tempo de viagem do pistão, ou seja, o tempo computado a partir do instante de abertura da válvula de ciclo até o momento em que o pistão é detectado pelo sensor magnético, localizado na coluna de produção na superfície.

### 3.5.1 Controle por tempo

Uma estratégia de controle que vem sendo utilizada para otimizar o ciclo de produção é o tempo [Marcano e Chacín 1992] em que a válvula de controle de ciclo permanece fechada. A cada ciclo, o tempo de viagem do pistão, que reflete a velocidade média de subida do pistão, é medido e comparado a valores pré-definidos como aceitáveis (janela de chegada). A manutenção da velocidade do pistão dentro dessa janela pode ser realizada da seguinte forma: se a velocidade medida está muito abaixo da pré-estabelecida, pode-se aumentar o tempo de aumento da pressão e/ou diminuir o tempo de pós-fluxo, reduzindo assim o comprimento da golfada. Caso contrário, se o pistão chegar muito acima da velocidade estipulada, a solução é reduzir o tempo de aumento da pressão e/ou incrementar o tempo de pós-fluxo, aumentando dessa forma o tamanho da coluna de líquido [Lea et al. 2008].

A otimização desta estratégia de controle ocorrerá quando o tempo estimado para a válvula de ciclo permanecer fechada for aquele no qual se espera obter a pressão necessária para que se obtenha a maior produção [Crow 1990]. Assim, o controle por tempo deve agir com o objetivo de minimizar o tempo de aumento da pressão (*build up*), uma vez que menores valores dessa etapa resulta em menor pressão média acumulada, menor contrapressão à formação produtora e, consequentemente, maior volume disponível no fundo do poço a cada ciclo. Entretanto, esse período em que o poço fica fechado só pode ser reduzido até um valor mínimo o suficiente que garanta a chegada do pistão ao fundo do poço.

### 3.5.2 Controle por pressão no revestimento

Baruzzi (1994) descreve como controle clássico aquele em que a abertura da *motor valve* é feita quando a pressão no revestimento na superfície ( $P_{rev}$ ) atinge um valor máximo previamente definido e o seu fechamento quando o pistão atinge a superfície. Para isso, o poço deve ser instrumentado com um sensor de pressão no anular na superfície, um sensor de proximidade do pistão na cabeça do poço, um controlador e uma válvula pneumática (*motor valve*) na linha de produção. Uma outra alternativa para o fechamento do poço se dá quando a pressão no revestimento atinge um valor mínimo pré-definido ( $P_{rev_{min}}$ ) [Foss e Gaul 1965].

Aqui a manutenção da velocidade de subida do pistão dentro dos limites aceitáveis é feita da seguinte forma: Se o tempo de viagem do pistão está abaixo do desejado (pistão sobe muito rápido), então os valores de  $P_{rev_{max}}$  e  $P_{rev_{min}}$  sofrerão um decremento para o ciclo seguinte. Do contrário, se o valor do tempo de viagem do pistão se encontra acima

do limite estabelecido, que também pode indicar a não chegada do pistão à superfície, é aplicado um aumento nos valores de  $P_{rev_{max}}$  e  $P_{rev_{min}}$ , buscando ajustar a energia potencial armazenada no anular e, consequentemente, estabilizar a produção do poço a partir do próximo ciclo.

Estabilizado os ciclos de produção, o próximo passo é buscar a otimização do método. Seguindo a mesma idéia do controle por tempo, ou seja, tempos reduzidos em que a válvula de controle de ciclo permanece aberta e fechada, a maximização dos volumes produzidos pelo poço é alcançada com a minimização da pressão média no revestimento no decorrer dos ciclos. Portanto, essa estratégia de controle deve atuar no sentido de encontrar os menores para  $P_{rev_{max}}$  de forma que no instante que essa pressão atinja o valor estipulado (reabrindo a válvula de ciclo), o pistão tenha alcançado o fundo do poço, e  $P_{rev_{min}}$  para que não haja uma redução acentuada na energia armazenada e garantir que o volume da golfada que se acumula não seja elevado ao ponto de reduzir significamente a velocidade de subida do pistão no próximo ciclo, o que garantirá a estabilidade das viagens do pistão e por conseguinte, a estabilidade da produção.

### 3.5.3 Controle por fator de carga

O fator de carga (FC) utilizado para verificar se, durante o período de aumento da pressão, o sistema possui energia suficiente para elevar o pistão juntamente com a golfada de líquido à superfície. Sua definição é:

$$FC = 100 \cdot \frac{P_{rev} - P_{cab}}{P_{rev} - P_{ls}} \% \quad (3.1)$$

onde,

$FC$  : fator de carga (-)

$P_{rev}$  : pressão no revestimento na superfície (Pa)

$P_{cab}$  : pressão na cabeça do poço (topo da coluna de produção) (Pa)

$P_{ls}$  : pressão na linha de surgência (Pa)

Ele simplesmente compara a energia necessária para elevar a golfada (numerador) com a energia potencial disponível no sistema (denominador) [Lea et al. 2009]. Uma boa regra é assegurar que o fator de carga não ultrapasse 40% a 50% antes da abertura do poço, pois na maioria dos casos esses valores garantem a elevação do pistão à superfície [Lea et al. 2008]. Assim, um controlador pode ser programado para monitorar as três pressões envolvidas no cálculo do fator de carga e abrir a válvula de controle de ciclo quando a condição pré-estabelecida for atendida [Lea et al. 2009].



A manutenção da velocidade de chegada do pistão dentro da janela de tempo que garante a estabilidade do processo produtivo é feita da seguinte maneira: quando o pistão chega com uma velocidade superior ao limite previamente estabelecido, o fator de carga é incrementado. Se, por outro lado, é observado que o pistão chegou com uma velocidade aquém da prevista, ou até mesmo não chegou à superfície, a ação inversa é implementada. Pois, assim como nos outros dois modos de controle, o fator de carga é controlado pela variação do tempo de pós-fluxo e do tempo de aumento da pressão. Ou seja, o aumento do tempo de pós-fluxo resulta em um aumento do volume de líquido de que acumula na fundo do poço e, portanto, na redução da velocidade de subida do pistão para o próximo ciclo [Lea et al. 2009].

### 3.6 Modelagem Mecânica

O trabalho desenvolvido por Baruzzi (1994), em sua dissertação de mestrado, foi pioneiro, tornando possível o desenvolvimento de um simulador de *plunger lift*. Como o próprio Baruzzi (1994) menciona em seu texto trata-se de um trabalho experimental, cujo objetivo principal era desenvolver um modelo matemático para um poço produzindo por *plunger lift* convencional, que considerasse os principais mecanismos envolvidos no processo e, como objetivo adicional, estudar a otimização da produção por este método, através de uma análise de sensibilidade feita com o modelo desenvolvido. Apesar de ser um trabalho de extrema relevância na sua área, o modelo considera algumas simplificações. Deste modo, após esse trabalho, iniciou-se um esforço para expandir os conhecimentos sobre o *plunger lift* através de pesquisa e melhoria do modelo. No Anexo D, é apresentado o modelo matemático desenvolvido por Baruzzi (1994).

Como resultado dessa modelagem, foi desenvolvido pelo engenheiro Edson Henrique Bolonhini um simulador de *plunger lift* que facilitou enormemente o processo de dimensionamento e otimização do método. Este simulador foi escrito em *Visual Basic* com rotinas em *Fortran PL V6* para ambiente *Windows* [Silva 2007]. Esse simulador será configurado com informações inerentes à Planta Piloto, tal como, comprimento e diâmetro da coluna de produção e do revestimento, RGL do líquido, vazões dos fluidos, diâmetro da válvula de ciclo, etc. e fornecerá resultados gráficos que serão comparados com os resultados fornecidos pela Planta Piloto, ao final de sua montagem.

---

# Capítulo 4

## Planta Piloto

---

O propósito deste capítulo é apresentar em detalhes a Planta Piloto, que foi desenvolvida para emular um poço de petróleo produzindo por *plunger lift*, desde a montagem até a etapa de produção. Inicialmente será fornecida visão geral sobre a planta piloto, descrevendo cada uma de suas partes. A seguir serão descritos os aspectos de funcionamento dos instrumentos e equipamentos que compõem a Planta Piloto, incluindo os instrumentos inerentes ao *plunger lift*, e explicados detalhes da montagem da estrutura do poço. Em seguida, será mostrado como serão feitos os controles de vazão de fluidos para o fundo do poço. Por fim, será apresentado o sistema SCADA responsável pelo monitoramento e ajuste dos parâmetros de controle do poço.

### 4.1 Descrição

A Planta Piloto para estudos de poços com *plunger lift*, também conhecida como “poço escola”, trata-se da implementação de uma planta de dimensões reduzidas com o propósito geral de reproduzir o comportamento de um poço de petróleo que venha a utilizar esse método de elevação. Sua finalidade é proporcionar um estudo detalhado do comportamento de poços de petróleo com *plunger lift* através de medições, experimentos, testes e coleta de dados que subsidiem a elaboração de uma modelagem dinâmica mais fiel do comportamento de poços reais. A conformação dessa planta é constituída por três entidades distintas: o poço, a casa de máquinas e a sala de controle, sendo estes dois últimos localizados em um laboratório (Figura 4.1). A primeira delas refere-se ao poço propriamente dito e é formado por duas tubulações concêntricas de 20 m de altura devidamente equipadas, sobre as quais se localiza a árvore de natal de 1,5 m. Porém, no caso da Planta Piloto o poço está localizado sobre a superfície e, portanto se fez necessário o uso de uma estrutura que o sustentasse. Com uma arquitetura devidamente favorável e altura compatível, uma das colunas de sustentação do reservatório de água elevado do



Figura 4.1: Laboratório: casa de máquinas e sala de controle.

Centro de Tecnologia da UFRN foi escolhida para esse fim. A Figura 4.2 dá uma visão geral de como o poço está estruturado.

A casa de máquinas (Figura 4.3) tem como função emular a formação geológica de onde os fluidos escoam em direção ao fundo do poço. Os recursos produzidos por esse reservatório é formado por duas fases: uma líquida e uma gasosa, originárias de conjunto formado por uma bomba d'água mais reservatório de água, e de um compressor de ar, respectivamente. O fluido escoado parte separadamente (fases separadas) da casa de máquinas e chega ao fundo do poço através de duas linhas paralelas, sendo cada uma delas instrumentadas com um transmissor de vazão e uma válvula de controle de fluxo. Durante a etapa de produção do ciclo do *plunger lift*, a água e o ar são produzidos na linha de surgência. Visando manter um reaproveitamento de 100% dessa água, a linha de produção está diretamente ligada ao reservatório de água localizado na casa de máquinas, fazendo essa água recircular. O ar produzido percorre toda a linha de surgência até alcançar esse reservatório para então ser naturalmente liberado para atmosfera.

O controle do processo produtivo da Planta Piloto, assim como o controle das vazões dos fluidos que adentram o poço dela é feito na sala de controle, através de um controlador lógico programável (CLP). Este realiza o controle do ciclo da planta através da aquisição de sinais oriundos de três transmissores de pressão e um sinal do sensor de chegada do pistão estrategicamente distribuídos no poço, e da produção de um sinal de controle. As vazões dos fluidos que escoam da casa de máquinas são controladas pelo CLP que recebe as informações enviadas pelos dois transmissores de vazão localizados nas linhas e envia os sinais de controle para as válvulas. A monitoração do funcionamento da Planta Piloto



Figura 4.2: Vista da caixa d'água onde está montado o poço.



Figura 4.3: Casa de máquinas.

é realizada por um *software* de supervisão e controle implantado em um computador, na sala de controle. Esse supervisor permite que o usuário modifique a qualquer momento tanto os valores das vazões dos fluidos alimentados no poço, alterando o comportamento do reservatório, quanto as variáveis que regem o ciclo do *plunger lift*.

## 4.2 O Poço

O poço da Planta Piloto é formado basicamente por duas tubulações concêntricas, coluna de produção e revestimento cujos diâmetros internos são de duas polegadas e cinco polegadas e meia, respectivamente, estendendo-se a partir do solo até uma altura de 20 metros, dos quais 16 metros são de aço galvanizado e 4 metros de acrílico transparente para se visualizar os momentos de partida do pistão e chegada dele ao fundo do poço. Na extremidade superior (ou cabeça) do poço localiza-se a cabeça de produção, que diferente do formato da cabeça de produção convencional (um carretel com dois flanges e duas saídas laterais) é um carretel com um único flange no centro, promovendo uma vedação entre a coluna e o revestimento de produção, e servindo de interface entre a árvore de natal e o poço. Ou seja, quando a cabeça de produção é instalada, o lado inferior do flange fica apoiado na cabeça do revestimento de produção e o lado superior recebe a árvore de natal com 1,5 m de altura. Esta, é o equipamento de superfície constituído, no caso da Planta Piloto, por uma válvula tipo esfera (*motor valve*), com acionamento pneumático e a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo e gás do poço; e pelo lubrificador que possui uma válvula agulha também conhecida como segurador (*catcher*), cuja função é manter o pistão na superfície para uma possível remoção do mesmo, e uma mola que absorve os impactos causados pela chegada do pistão à superfície.

Ainda na superfície, como equipamentos da cabeça do poço, encontram-se o sensor magnético de chegada do pistão e dois manômetros, um na linha de produção e outro na cabeça do poço, para se aferir as pressões nestes locais. Os três transmissores de pressão que são utilizados para medir a pressão no revestimento na superfície, na cabeça do poço e na linha de surgência foram, por questão de comodidade, deslocados para a sala de controle para junto do CLP. A tomada de pressão está sendo feita por meio de mangueiras que partem desses pontos e chegam até os sensores. Por se tratar de um poço com escala reduzida em termos de profundidade, a utilização de um batedor (*tubing stop* ou *bottom hole bumper spring*) empregado em poços “reais”, como sistema de amortecimento de queda do pistão, se torna desproporcional. Como alternativa para solucionar esse problema de absorção do impacto, foi devidamente projetado e usado um sistema de amortecimento que consiste de uma mola, utilizadas em válvulas de alívio, em conjunto com um tubo de

aço.

A subseção a seguir apresenta uma descrição de cada elemento que compõe esse segmento da Planta Piloto, com a exceção dos transmissores de pressão que serão descritos na sub-seção 4.3.1.

### 4.2.1 Equipamentos do *Plunger Lift*

#### Válvula de Controle de Ciclo - *Motor Valve*

O ciclo de produção do *plunger lift*, caracterizado por ser um processo intermitente, é controlado através de uma válvula pneumática do tipo esfera com atuador a diafragma, também conhecida por *motor valve* (Figura 4.4). Trata-se de um tipo de válvula cujo obturador é uma esfera criteriosamente vazada que se posiciona dentro de um corpo tubular controlando a vazão que passa no seu interior. A rotação de 90° da esfera altera o estado da válvula de totalmente fechada para totalmente aberta. Quando totalmente aberta, a esfera tem sua passagem cilíndrica alinhada com a tubulação permitindo o fluxo de fluido à máxima vazão. Entretanto, quando o eixo de abertura da esfera se encontra perpendicular à tubulação a válvula fica fechada, bloqueando a passagem do fluxo.



Figura 4.4: Válvula de controle de ciclo *motor valve*.

A abertura e fechamento da válvula controladora do ciclo se dá através de uma válvula

solenóide, normalmente fechada e de duas vias, que são válvulas projetadas para operação liga-desliga (*on-off*) e de rápida ação. O sinal pneumático chega à *motor valve* depois que o CLP envia, através da saída digital, um comando à solenóide para a abertura da linha de produção. Em outras palavras, ao receber o sinal binário, a válvula solenóide energiza-se e abre-se, permitindo a passagem do ar oriundo de uma linha de alimentação para o atuador à diafragma da *motor valve*, que por sua vez rotaciona o obturador esférico, permitindo a passagem do fluxo. Quando necessário, o CLP envia um outro sinal binário à válvula solenóide, que além de interromper a passagem de ar para o atuador da válvula drena o ar que se encontrava acumulado nela, fazendo a esfera rotacionar para sua posição original e consequentemente fechando a linha de produção.

## Lubrificador

O lubrificador (Figura 4.5) é a peça principal dos equipamentos de superfície em um sistema *plunger lift*. Quando o pistão chega à superfície o lubrificador absorve o impacto causado pela chegada do pistão através de uma mola interna localizada na parte de cima do mesmo. Quando na superfície, o pistão, devido à subida do gás, se mantém numa posição acima da(s) saída(s) de fluxo do lubrificador, permitindo que gás e líquido fluam para a linha de produção com a mínima restrição. Para uma possível remoção, seja para manutenção ou troca do pistão, o lubrificador possui um dispositivo chamado “segurador” ou *catcher*, que pode ser uma válvula agulha ou um sistema mola-esfera, que quando acionada mantém o pistão na superfície.

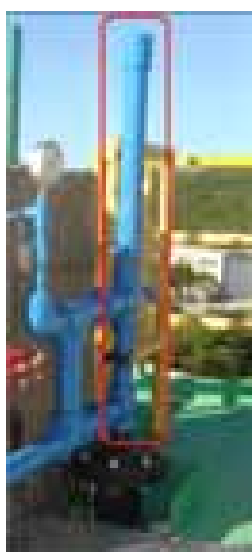


Figura 4.5: Lubrificador (detalhe em vermelho) com duas saídas de produção.

### Sensor Magnético de Passagem do Pistão

Montado no lubrificador, o objetivo do sensor magnético (Figura 4.6) é detectar quando o pistão chega à superfície. Ao detectar a passagem do pistão, o sensor de chegada envia um sinal digital (binário) para o controlador indicando que o pistão se encontra na superfície. Em seguida, dependendo do que está programado, o controlador ou enviará um sinal para fechar a válvula de controle de ciclo, dando início a um novo ciclo ou manterá a válvula aberta para o período de tempo, caracterizando o início do tempo de produção de gás.



Figura 4.6: Sensor magnético de chegada do pistão.

### Mola Amortecedora - *Bumper Spring*

A mola amortecedora é o conjunto de mola mais haste localizada dentro da coluna de produção no fundo do poço, cuja função é proteger o flange de assentamento (ou *seating nipple*), a coluna de produção e o próprio pistão pela absorção do impacto da sua chegada ao fundo do poço, principalmente quando a quantidade de líquido na coluna de produção é reduzida fazendo o pistão cair com uma velocidade mais elevada. Muitas vezes a mola de sub-superfície atua em conjunto com o *tubing stop* ou batedor, cuja finalidade é fornecer suporte para a mola de sub-superfície, caso o poço não possua o *seating nipple*.



### 4.3 Laboratório

A disposição física dos equipamentos que compõem o laboratório é definida de acordo com os dois compartimentos que o constitui: casa de máquinas e sala de controle. Na casa de máquinas se encontram os equipamentos que simulam a formação geológica de fluidos que serão produzidos pelo poço, isto é, líquidos e gás natural. A simulação do fluxo de petróleo para o fundo do poço está sendo feita através da injeção de água, contida em um reservatório de 500 litros, por uma bomba hidráulica de deslocamento positivo. O gás natural injetado no fundo do poço é simulado pelo ar-comprimado oriundo de um compressor de ar de parafuso rotativo. As vazões da água e do ar injetadas no poço são controladas através de duas válvulas eletro-pneumática tipo globo. Para que seja possível realizar o controle de vazão, as linhas de ar e de água, estão equipadas com dois sensores de vazão, sendo um magnético e outro tipo turbina. A válvula de controle de fluxo (*motor valve*), representada por uma válvula esfera, controla o ciclo de funcionamento do *plunger lift*. A próxima sub-seção relata os equipamentos dispostos na casa de máquinas e sala de controle do laboratório.

A Figura 4.7 mostra o diagrama esquemático do circuito hidro-pneumático projetado para simular o reservatório e o poço equipado com *plunger lift*.

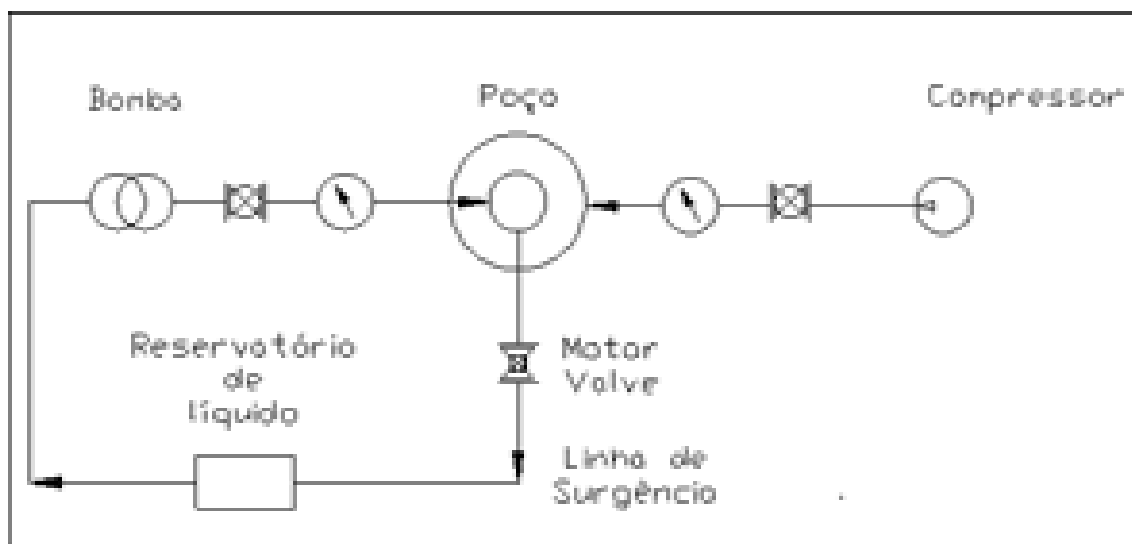


Figura 4.7: Diagrama esquemático do *plunger lift*. Fonte: [Júnior et al. 2008].

O trajeto percorrido pelos fluidos, desde a formação até o momento em que é produzido, pode ser visto na Figura 4.8, cujos itens estão descrito na tabela 4.1. O circuito é composto por duas linhas em paralelo que, atendendo a Norma Regulamentadora 26

que padroniza as cores de tubulações industriais, foram pintadas de acordo com o tipo de fluido que irá passar por ela. Como no projeto está sendo utilizado água fria e ar comprimido, então as cores previstas na norma são verde e azul, respectivamente.

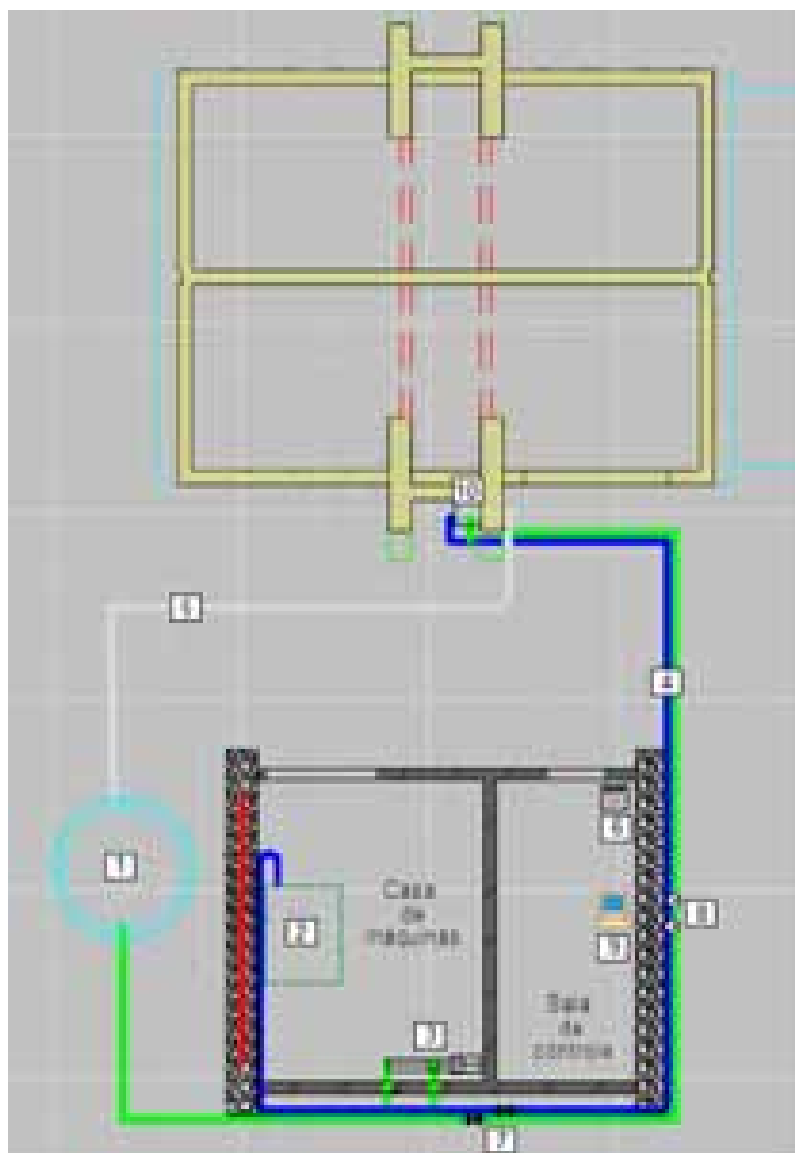


Figura 4.8: Visão geral da Planta Piloto.

Tabela 4.1: Itens da Planta Piloto - Figura 4.8.

1	Reservatório de líquido
2	Compressor
3	Bomba hidráulica
4	Linhas de água (verde) e ar (azul)
5	Linha de urgência
6	CLP
7	Válvulas de controle de fluxo
8	Transmissores de vazão
9	Supervisório
10	Poço

### 4.3.1 Equipamentos do Laboratório

#### ACOS205

O ACOS205, acrônimo de Aquisition and Control Oil System, da HI tecnologia é um equipamento de aquisição de dados e controle utilizado em diversos métodos de elevação de petróleo. Na sua versão completa para *plunger lift* o ACOS205 é formado por um conjunto integrado com painel solar e bateria, antena, 3 transmissores de pressão, válvula solenóide, painel de bateria e painel do controlador, onde se localiza o CLP. A simplicidade da Planta Piloto diante de poços reais de *plunger lift* torna desnecessária a utilização desta versão do equipamento. O fato deste está localizado na sala de controle elimina a necessidade do uso antena (comunicação via cabo), além do conjunto painel solar mais bateria já que é alimentado diretamente da rede elétrica. A seguir serão descritos cada instrumento que compõe o ACOS205 da Planta Piloto. Sua versão completa e “simplificada” estão representadas na Figura 4.9.

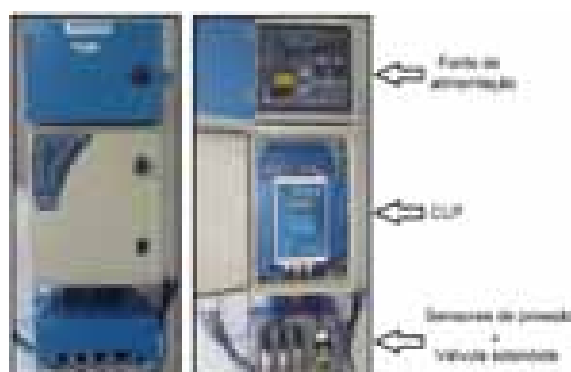


Figura 4.9: Módulo de aquisição de dados - ACOS205

## Controlador Lógico Programável (CLP)

Controlador lógico programável é definido pelo International Electrotechnical Commission (IEC) como:

*Sistema eletrônico operando digitalmente para uso em um ambiente industrial, que usa uma memória programável para a armazenagem interna de instruções orientadas para o usuário para implementar funções específicas, tais como lógica, sequencial, temporização, contagem e aritmética, para controlar através de entradas e saídas digitais ou analógicas, vários tipos de máquinas ou processos. O controlador programável e seus periféricos associados são projetados para serem facilmente integráveis em um sistema de controle industrial e facilmente usados em todas as funções previstas.*

No sistema desenvolvido, o controlador (Figura 4.10) monitora o *status* do processo em tempo real da planta através de seis sensores: três de pressão, dois de vazão e um magnético. Exceto este último que converte uma variação de fluxo magnético e gera um pulso elétrico que é enviado para a entrada digital do CLP, os outros, convertem as grandezas físicas mensuradas em sinais elétricos proporcionais, os quais são conectados às entradas analógicas do CLP. Através de suas saídas analógicas o CLP envia sinais elétricos de corrente para acionar equipamentos eletromecânicos, como as válvulas de controle com atuador pneumático, responsáveis pelo controle de fluxo de ar e água. Apesar de as saídas digitais poderem ser configuradas para enviar trem de pulsos serial (modulado em frequência), palavras digitais paralelas ou *bits* individuais, apenas esta última opção está sendo utilizada. O CLP envia um sinal binário para controlar o estado da solenóide utilizada para abertura e fechamento da válvula eletropneumática de controle do ciclo do *plunger lift*. A utilização das entradas e saídas analógicas e digitais do CLP é mostrada na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Configuração dos sinais no CLP

Sinal do Sistema	CLP	Placa
Transmissor de Pressão (PT) - PREV	AI0 - Entrada analógica	PIM-300 - 1
Transmissor de Pressão (PT) - PCAB	AI1 - Entrada analógica	PIM-300 - 1
Transmissor de Pressão (PT) - PL	AI2 - Entrada analógica	PIM-300 - 1
Transmissor de Vazão (FT) - AR	AI0 - Entrada analógica	PIM-300 - 2
Transmissor de Vazão (FT) - ÁGUA	AI1 - Entrada analógica	PIM-300 - 2
Sensor de Chegada do Pistão (XS) - SMAG	DI0 - Entrada digital	PIM-300 - 1
Ativação da Solenóide (XY) - SOL	DO0 - Saída Digital	PIM-300 - 1
Válvula de Controle de Vazão (FY) - AR	AO0 - Saída analógica	PIM-300 - 1
Válvula de Controle de Vazão (FY) - ÁGUA	AO0 - Saída analógica	PIM-300 - 2



Figura 4.10: CLP - ZAP500 BX

A programação e configuração do CLP foi realizada através do programa fornecido pelo próprio fabricante do CLP - HI Tecnologia. O SPDSW (Figura 4.11) é um ambiente que oferece todos os recursos necessários para o desenvolvimento de aplicações que irão rodar nos CLPs, incluindo configuração dos equipamentos, edição dos programas de aplicação, depuração e monitoramento *on-line*, além de integração com ambientes de programação de Interfaces Homem-Máquina (ou IHM) da HI [Oliveira 2010].



Figura 4.11: Tela inicial do SPDSW Fonte: HI Tecnologia.

Além de ser utilizado para o desenvolvimento das aplicações que irão rodar no CLP, o SPDSW foi útil na calibração das entradas e saídas analógicas do CLP (módulo ZEM-400), através da ferramenta exposta na Figura 4.12, bem como na supervisão e ajuste dos ganhos dos controladores PI utilizados, através da tela de supervisão dos PIDs (Figura 4.13).

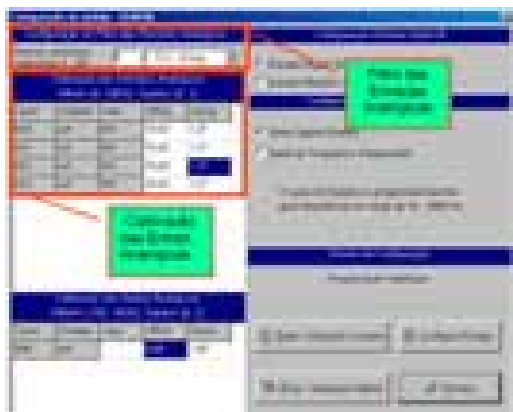


Figura 4.12: Calibração das entradas analógicas. Fonte: HI Tecnologia.

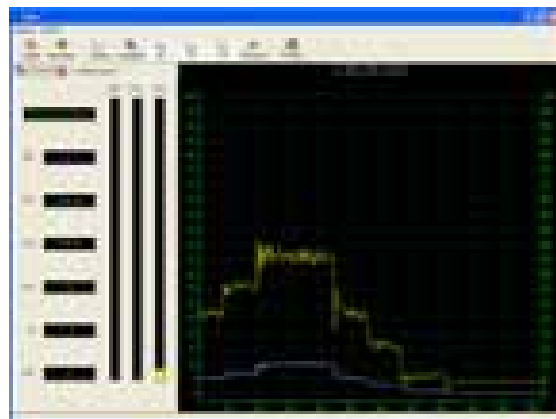


Figura 4.13: Supervisão e ajuste dos controladores.

## Sensor de Pressão

Instrumento utilizado no monitoramento contínuo das três pressões envolvidas no processo de produção por *plunger lift*: pressão no espaço anular, na cabeça do poço e na linha de surgência. Os três sensores (a 2 fios<sup>1</sup>) encontram-se instalados na parte inferior do módulo ACOS205, do qual também faz parte o CLP 4.14. Nesse modelo de sensor a pressão é medida por meio de um transdutor piezoresistivo, que converte a força exercida pelo fluido sobre o diafragma em um sinal diretamente proporcional à sua intensidade e que é então enviado a um circuito eletrônico. Um sinal de corrente de 4-20 mA, proporcional ao valor da pressão, é gerado pelo circuito e enviado para a entrada analógica do CLP.

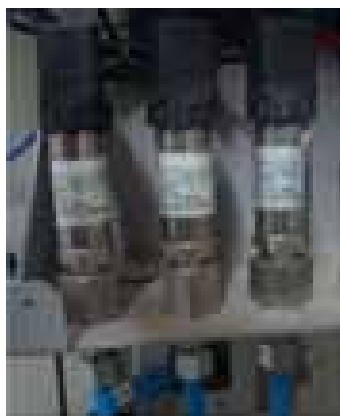


Figura 4.14: Transmissores de pressão, localizados na base dos ACOS205.

<sup>1</sup>Transmissores a 2 fios utilizam os mesmos condutores que os alimentam para enviar o sinal ao painel ou sistema de controle.

## Medidor de Vazão Volumétrico

### Medidor de Vazão tipo Magnético

Este sensor é responsável pela medição da vazão volumétrica de água que entra no fundo do poço. Ele apresenta baixa perda de carga por não possuir partes móveis ou qualquer tipo de obstrução. Sua leitura não é afetada por mudanças na pressão, temperatura ou viscosidade, aumentando, portanto, a sua precisão. O princípio de operação do medidor está baseado na lei de Faraday que estabelece: quando um condutor se move em um campo magnético, na direção perpendicular ao campo, uma força eletromotriz é induzida perpendicularmente à direção do movimento do condutor e à direção do campo magnético. O valor dessa força eletromotriz é proporcional à velocidade do condutor e à densidade do fluxo magnético. O equipamento eletrônico associado ao medidor amplifica e converte esta força eletromotriz para um padrão de 4-20 mA ou sinal de frequência. Para se utilizar o sinal de frequência enviado pelo sensor (Figura 4.15) de vazão é necessário configurar a entrada digital do CLP para esse tipo de leitura rápida. Porém, para fazer essa configuração é necessário abrir o CLP e posicionar alguns *jumpers* da placa de aquisição de sinais. Portanto, por questão de praticidade, o sensor foi configurado para trabalhar com o padrão sinal de corrente de 4-20 mA, onde 4 mA refere-se à vazão mínima que o sensor consegue detectar ( $0,03 \text{ m}^3/\text{h}$ ) e 20 mA à vazão máxima ( $1,01 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Esse sinal de corrente é enviado ao CLP, onde passa por dois filtros implementados em *software* para remoção de ruídos. Em seguida, o CLP processa esse sinal filtrado e, através de algoritmos de controle, gera um sinal (resposta) de controle que é enviado, através de sinal de corrente, para a válvula de controle de vazão.



Figura 4.15: Medidor de vazão tipo magnético, com transmissor de sinal

**Medidor de Vazão tipo Turbina**

Utilizado para medir a vazão de ar que entra no fundo do poço, o medidor de vazão tipo turbina (Figura 4.16) é um medidor de vazão volumétrico, cujo elemento sensível à vazão é um rotor com um sistema de palhetas fixas, suspenso livremente sobre um eixo horizontal no sentido do fluxo do fluido, o qual incide diretamente sobre as palhetas do rotor. A velocidade deste rotor é proporcional à velocidade de deslocamento do fluido no processo. Um sensor (*pick up* magnético) acoplado ao corpo do medidor e sem contato com o fluido, tem seu campo magnético alterado a cada passagem de uma das pás do rotor, gerando um pulso elétrico que é amplificado e processado na forma de pulsos. A frequência ou a repetição dos pulsos representa o valor de vazão instantânea e a totalização dos pulsos acumulados representa o volume total medido. Nesse caso, é necessário configurar a entrada digital do CLP para que o sinal enviado pelo sensor seja processado. No entanto, a utilização do indicador de vazão permite que essa etapa de configuração da entrada digital do CLP seja evitada, pois como mencionado anteriormente, o indicador de vazão tem a habilidade de converter sinal na forma de trem de pulsos em sinal de corrente de 4-20 mA. Da mesma forma que ocorreu com o medidor de vazão magnético, o sinal enviado pelo medidor de turbina é filtrado e processado pelo CLP para gerar a ação de controle que será enviada, via sinal de corrente, à válvula de controle para o controle de fluxo de ar.



Figura 4.16: Medidor de vazão tipo turbina, com transmissor de sinal.



## Indicador de Vazão

Na medição de vazão de gases e líquidos, os computadores de vazão microprocessados (Figura 4.17) recebem os sinais, ambos na forma de trem de pulsos, correspondentes aos medidores de vazão (transmissor associado à turbina e ao magnético) instalados na linha. Todos estes sinais são computados internamente e o totalizador apresenta o valor da vazão instantânea compensada em volume (em  $\text{m}^3/\text{h}$ ), o valor do volume acumulado ( $\text{m}^3$ ). A indicação é feita através de seis dígitos na totalização e quatro na vazão instantânea. Uma outra função que cabe a este instrumento é converter o sinal de trem de pulsos recebido dos medidores em sinais de corrente (4-20 mA) e transmitir estes sinais às entradas analógicas do CLP. Com um teclado externo na sua parte frontal, é possível através das teclas diretas ou combinação de teclas selecionar funções, faixas e modos de medição.



Figura 4.17: Indicador/Totalizador de vazão.

## Válvulas de Controle

O elemento final de controle mais comum em controle de processos industriais é a válvula de controle, pois, de forma geral, a resposta do sistema de controle é traduzida ao processo por meio dela, interferindo, portanto, na produtividade do processo. A válvula de controle age como uma restrição variável na tubulação do processo [Ribeiro 1999].

Nas malhas de controle da Planta Piloto, as válvulas de controle regulam as vazões de água e ar que escoam através do conduto ligando a “formação” ao fundo do poço. Para isso, o sensor(es) de vazão envia(m) o(s) sinal(is) de corrente de 4-20 mA referente à medição para o CLP, que o recebe e compara com o valor de *set point* pré-definido. Em seguida, o CLP gera e envia um sinal analógico de saída, também 4-20 mA, para atuar na

válvula de controle.

Uma válvula de controle é composta basicamente por três partes principais: corpo, atuador e castelo. O corpo, também conhecido como carcaça, é a parte da válvula que é ligada à tubulação e que contém orifício variável de passagem do fluido [Ribeiro 1999]. Por estar em contato direto com o fluido, o material interior do corpo deve ser adequado às características de abrasão e corrosão do fluido. O castelo conecta o corpo da válvula ao atuador e completa o fechamento do corpo. O atuador é o componente da válvula que recebe o sinal de controle e o converte em abertura modulada da válvula [Ribeiro 1999]. Como as válvulas do projeto utilizam atuador pneumático (a diafragma) e o sinal de controle enviado pelo controlador é um sinal de corrente, se fez necessário integrar à válvula um acessório que converte o sinal de corrente de 4-20 mA em sinal de pressão de 3-15 psi. Outra característica importante das válvulas é que o movimento de abertura e fechamento de ambas são de deslocamento linear. Portanto, o atuador pneumático recebe o sinal pneumático do conversor elétrico-pneumático e o converte em uma força que movimenta a haste da válvula, que se desloca linearmente de forma a abrir ou fechar totalmente a válvula ou mantê-la em qualquer posição de seu curso, proporcionalmente ao sinal de comando.

A pressão de alimentação das válvulas deve ser limpa, seca, livre de óleos e gases corrosivos [Fisher 2010]. Para isso, foi instalado a montante das válvulas um regulador de filtro para filtrar e regular o ar de alimentação. O regulador está ajustado para liberar o ar comprimido a uma pressão de 4 bar (aproximadamente 58 psi), suficiente para alimentação das válvulas do sistema. Porém, essa pressão não é submetida diretamente às válvulas de controle sob o risco de danificá-las. Antes de chegar às válvulas essa pressão passa por um conector onde as válvulas estão ligadas em paralelo, reduzindo, portanto, o valor de pressão para um valor aceitável de alimentação. A pressão de alimentação deve ser alta o suficiente para permitir a configuração do regulador 5 psi acima do limite superior da faixa de pressão adequada [Fisher 2010]. Logo para as válvulas em questão (Figuras 4.18 e 4.19) a pressão de alimentação é de 20 psi, uma vez que elas trabalham em uma faixa de 3 a 15 psi. Deve-se ainda tomar o cuidado de não exceder a pressão de alimentação máxima permitida de 50 psi.

### **Válvulas Manuais**

As válvulas manuais (Figura 4.20) são válvulas de esfera de aço inoxidável de 2" (mesmo diâmetro da linha) e acionamento manual por alavanca, utilizadas para bloquear as entradas de ar e água na base do poço da Planta Piloto, fechando-o completamente.



Figura 4.18: Válvula de controle do fluxo de água



Figura 4.19: Válvula de controle do fluxo de ar

Quando aberta, essas válvulas permitem passagem plena do fluido possibilitando mínima perda de carga.

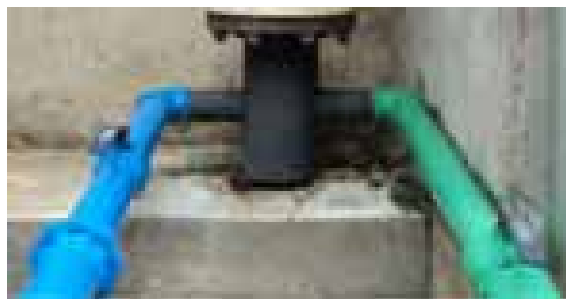


Figura 4.20: Válvulas de fechamento do poço

### **Filtro/Regulador de Ar**

A função de um filtro de ar comprimido (Figura 4.21) é evitar que as impurezas, óleos contaminantes e a umidade presentes ao longo da tubulação de ar comprimido atinjam a aplicação final, no caso as válvulas de controle. Esse filtro é constituído por uma carcaça resistente à pressão do ar comprimido e por um elemento filtrante, que é responsável pela filtragem do ar.

O regulador empregado na Planta Piloto, que é do tipo ajustável, tem por finalidade manter a pressão de trabalho (secundária) constante, independentemente da pressão na rede (primária), ou seja, abaixa a pressão mais elevada de distribuição para um valor característico de trabalho de 20 psi.



Figura 4.21: Filtro regulador de pressão

### Bomba Hidráulica

O fluxo da água na unidade piloto é proporcionado por uma bomba de deslocamento positivo do tipo helicoidal de um estágio e potência de 1 CV da marca GEREMIAS (WEATHERFORD) - Figura 4.22, operando com vazões de até  $0,8 \text{ m}^3/\text{h}$  e pressão máxima de descarga de  $5 \text{ kgf/cm}^2$ . As bombas de deslocamento positivo são indicadas em casos onde se faz necessária uma vazão constante independente da variação da carga sobre a bomba. A sua descarga é proporcional à velocidade do propulsor da bomba. Nas bombas helicoidais, o elemento básico é um rotor de aço, na forma de um helicoidal comum e de secção circular, que gira dentro de um estator geralmente fabricado em elastômero vulcanizado numa carcaça externa metálica e na forma de uma cavidade helicoidal dupla e com o dobro do passo do rotor [Weatherford 2003]. Em razão da geometria do rotor e do estator, são formadas cavidades vedadas entre o bocal de sucção e o de pressão. A rotação do rotor causa abertura e fechamento destas cavidades alternadamente numa progressão ininterrupta ao longo do estator, fazendo com que o líquido seja deslocado continuamente da sucção para a descarga da bomba [Weatherford 2003]. A vazão deste tipo de bomba está diretamente relacionada com a rotação do seu eixo, ou seja, o aumento ou diminuição da vazão é provocado pelo aumento ou diminuição da rotação. O aumento do número de

estágios da bomba não altera a vazão da mesma, porém os limites da pressão sofrem alteração com esse aumento. Portando, a vazão está relacionada com a rotação da bomba e a pressão com o seu número de estágios [Weatherford 2003].



Figura 4.22: Bomba de injeção de água no fundo do poço.

## Compressor de Ar

O gás que adentra o poço da Planta Piloto é oriundo de um compressor de ar rotativo de parafuso (Figura 4.23), localizado na casa de máquinas. Com uma potência de 50 HP, vazão efetiva de 5240 l/min e uma pressão máxima de trabalho de 12 bar, este equipamento se enquadra perfeitamente nas necessidades do projeto. Porém, o compressor foi pré-ajustado para trabalhar a uma pressão de 4 bar que é uma pressão suficiente e segura para operação da Planta Piloto.

Embora esse modelo de compressor tenha sido escolhido por satisfazer as necessidades do projeto, outro fator importante que levou à preferência por este equipamento foi a segurança que ele oferece. Durante o seu funcionamento, o compressor pode trabalhar em três etapas diferentes: carga plena, carga parcial ou alívio, dependendo de valores de pressão de trabalho. A permuta entre essas três fases de trabalho se dá devido a utilização de pressostatos<sup>2</sup> que são utilizados para evitar subpressão ou sobrepressão e, portanto, evitar danos ao processo da Planta Piloto. O funcionamento do compressor entre as três etapas citadas, baseado no manual, é descrita a seguir.

Para o compressor trabalhando em carga plena, quando a pressão sobe atingindo o valor ajustado no pressostato P1, o mesmo desenergizará uma válvula solenóide VS1 que fechará totalmente a válvula de admissão do ar, entrando em seguida na etapa de carga

<sup>2</sup>Pressostato é um instrumento de medição de pressão utilizado como componente do sistema de proteção de equipamento ou processos industriais.



Figura 4.23: Compressor de injeção de ar no fundo do poço.

parcial. Nesta fase, com a válvula de admissão fechada, a aspiração de ar ainda continua por pequenos orifícios, denominados de *by-pass*. Com uma menor quantidade de ar sendo aspirada, o compressor entrega para a rede de ar apenas 25 a 30% de sua capacidade total de sucção. Essa redução no fluxo de ar aspirado leva a uma diminuição na potência do motor necessária para manter o sistema, e desta forma é possível aumentar a pressão final de trabalho nesta etapa. Caso o consumo seja maior que a produção do compressor (20 a 30% do total), ocorrerá uma queda da pressão no sistema, retornando o compressor à etapa de trabalho em carga plena. Porém, caso o consumo de ar seja inferior à produção (20 a 30% do total), a pressão lentamente subirá, quando então o compressor passará a operar em regime de alívio. Ou seja, mesmo aspirando ar pelo *by-pass* a pressão no sistema poderá aumentar até um valor ajustado no pressostato P2, onde desernegizará uma válvula solenóide VS2 que por sua vez drenará o ar que mantinha a válvula de alívio fechada, permitindo a liberação do ar comprimido. Nesta fase não ocorre produção de ar para rede. Se ocorrer consumo neste momento, a pressão no sistema poderá diminuir, fazendo com que a válvula solenóide VS2 seja energizada pelo pressostato P2 e retornando o compressor à carga parcial. Caso ocorra queda de pressão motivada pelo aumento de consumo, a válvula solenóide do *by-pass* VS1 será energizada pelo pressostato P1, retornando o compressor à carga plena.

Conforme apresentado na Figura 4.24 o compressor possui alguns manômetros, dentre



Figura 4.24: Painel frontal do compressor.

eles o manômetro indicador da pressão na rede. O termômetro indicador de temperatura de descarga deve ser constantemente observado, pois para esse compressor a temperatura de trabalho está numa faixa e  $80^{\circ}$  a  $95^{\circ}\text{C}$ . Caso esse valor ultrapasse os  $115^{\circ}$ , o compressor será desligado por ação de um termostato<sup>3</sup>. Quanto ao procedimento de partida e parada o compressor é simples, com um botão “liga” (verde) e outro “desliga” (vermelho). Este último quando acionado o compressor entrará em alívio e após um determinado período de tempo ocorrerá o desligamento do motor. Por segurança, o compressor possui um botão de emergência, que quando acionado desligará imediatamente o equipamento. Para religar o compressor, gira-se esse botão, destravando-o, e em seguida aciona-se o botão “liga”. Como uma medida de segurança para o compressor, foi instalado no mesmo um relé de falta e sequência de fase que destina-se a proteção de sistemas trifásicos contra queda e inversão de fase.

<sup>3</sup>Dispositivo destinado a manter constante a temperatura de um determinado sistema, através de regulação automática.

## 4.4 Modos de Controle

As estratégias de controle que foram empregados na Planta Piloto são basicamente duas daquelas que foram explanadas no capítulo 3: controle por tempo e controle por pressão. Um terceiro método, o controle manual, que não foi descrito no capítulo anterior, pois não se trata de uma estratégia de controle propriamente dita. Neste método, o operador tem a opção de comutar o estado da *motor valve* no instante que lhe convier. Dessa forma, torna-se praticável para o operador a realização dos possíveis cenários que descrevam o comportamento do *plunger lift*.

## 4.5 Sistema Supervisório SCADA

Atualmente, os sistemas de automação industrial utilizam tecnologias de computação e comunicação para automatizar a monitoração e controle de processos industriais devido a necessidade de centralizar as informações de maneira a que se tenha o máximo possível de informações no menor tempo possível.

O termo SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) na automação refere-se a sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados, composto por um ou mais computadores monitorando e controlando um processo, que pode ser industrial, infra-estrutura ou facilidade. Ou seja, são sistemas de supervisão de processos industriais que coletam dados dos processos através de remotas industriais, principalmente CLPs, compilam e formatam esses dados e os apresentam ao operador de diversas formas, como por exemplo, gráficos, animações, tabelas etc., de modo que o operador na sala de controle possa tomar decisões e intervir no controle. O objetivo principal dos sistemas SCADA é propiciar uma interface de alto nível do operador com o processo, informando-o “em tempo real” de todos os eventos de importância da planta.

A utilização de um *software* de supervisão e controle para o monitoramento e controle de um processo, torna o processamento das variáveis de campo mais rápido e eficiente. Dessa forma, a ocorrência de eventos imprevistos no processo pode ser rapidamente visualizada e alterações nos valores dos parâmetros de controles são imediatamente providenciadas pelo sistema supervisório no sentido de regularizar a situação. Ao operador, resta somente o dever de acompanhar o processo de controle da planta, com o mínimo de interferência, exceto em casos onde realmente sejam necessárias tomadas de decisão de atribuição restrita ao operador.

Os sistemas SCADA evoluíram em paralelo com o crescimento e sofisticação dos computadores [Zhang 2008]. A maioria dos sistemas SCADA estão divididas nas seguintes



topologias: sistemas SCADA monolíticos e sistemas SCADA distribuídos.

Os sistemas monolíticos, também conhecidos por sistemas *standalone* ou independentes, se caracterizam por serem sistemas centralizados que desempenham todas as funções de um sistema de supervisão (sistemas autônomos), porém com praticamente nenhuma conectividade com outros sistemas (Figura 4.25). Em contrapartida, os sistemas distribuídos, como o próprio nome sugere, têm a capacidade de distribuir o processamento em vários sistemas. As várias estações, cada uma com uma função específica, são ligadas por uma rede local (LAN - *Local Area Network*), por exemplo, e compartilham informação entre si em tempo real 4.26.

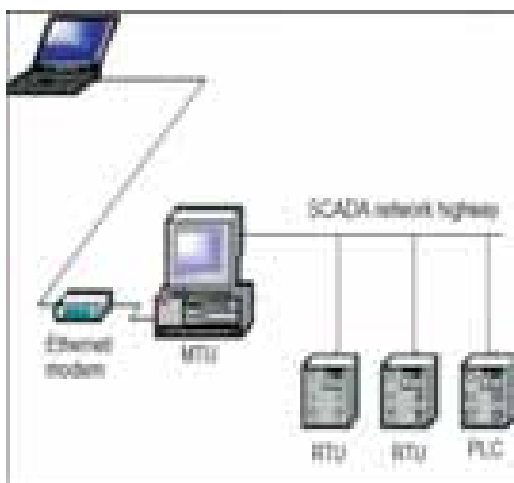


Figura 4.25: Arquitetura monolítica.  
Fonte: [Zhang 2008].

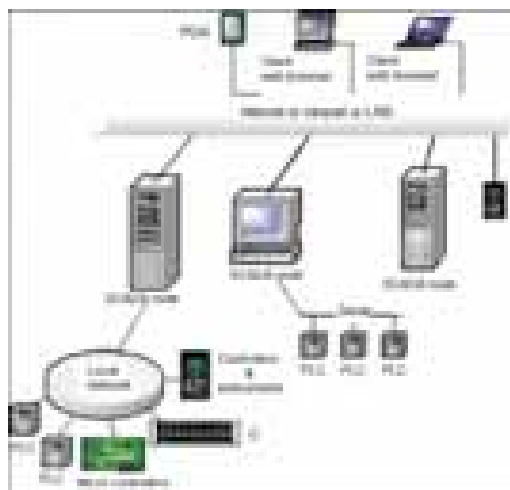


Figura 4.26: Arquitetura distribuída.  
Fonte: [Zhang 2008].

Do ponto de vista industrial, a Planta Piloto desenvolvida é considerada uma sistema cujo processo é simples. Essa simplicidade é refletida na estrutura de controle do processo, de modo que, para tal, um único computador se comunica diretamente ao CLP (ponto-a-ponto), através da interface serial. Diante desse cenário, as características da topologia monolítica se adequaram perfeitamente e esta, portanto, foi a arquitetura empregada. Ou seja, somente uma estação (*standalone*) é responsável por adquirir, processar e apresentar os dados oriundos do CLP ao usuário. A Figura 4.27 apresenta como está estruturada a comunicação entre o processo e o sistema SCADA.

Segundo Daneels e Salter (1999), um sistema supervisório em um ambiente industrial automatizado é formado basicamente por 4 elementos: processo físico, *software* de supervisão, *hardware* de controle e rede de comunicação. Como a Planta Piloto foi concebida para emular um poço de petróleo através do método de elevação artificial por *plunger lift*, o processo físico em questão é, portanto, a produção de petróleo de um poço.

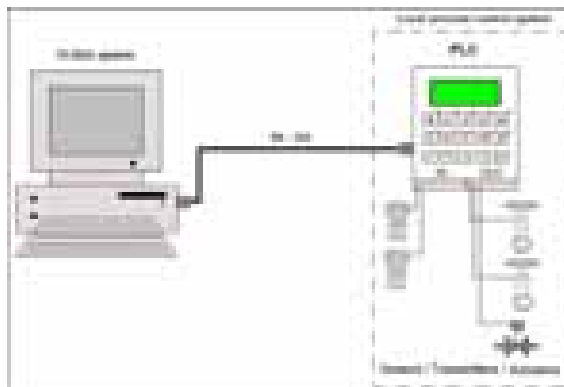


Figura 4.27: Arquitetura da Planta Piloto.

A estação de supervisão, também conhecida como IHM ou Interface Humano Máquina, apresenta os dados do processo ao operador e, através dela, este monitora e controla o processo. É composta pelo *software* de supervisão e microcomputador. O aplicativo de supervisão utilizado foi desenvolvido pela equipe do projeto na linguagem C++ no ambiente de desenvolvimento C++ *Builder*, da *CodeGear*. Sua função é acessar os dispositivos a fim de obter acesso aos dados do processo. Como não se trata de uma planta complexa, a interface gráfica com o usuário 4.28, possui uma única tela onde é possível visualizar os seguinte componentes:

- **Botões:** o supervisório é composto por quatro botões, com as seguintes funções:
  - AbrirMV: abre a válvula de ciclo independentemente da estratégia de controle utilizada.
  - Ler variáveis: ler os valores das variáveis armazenada na memória do CLP.
  - Salvar dados: habilita o processo de armazenagem das variáveis em arquivo.
  - Sair: Fecha o supervisório.
- **Controle:** seleciona o tipo de estratégia de controle para os ciclos. Após selecionado, dá-se um “duplo clique” no respectivo campo de escrita, passando este da cor verde para a cor vermelha, o que indica que o campo está habilitado para escrita. Assim o usuário digita o valor desejado e em seguida tecla “enter”, fazendo com que a informação seja enviada ao CLP e o campo volte à cor verde. Ainda no componente controle existe um *CheckBox* com o nome “PID Automático”. Esse componente será descrito em detalhes no item “PIDs” e “SP/Abertura”.
- **After Flow:** indica o tempo em segundos que a válvula de ciclo permanece aberta após a chegada do pistão. O valor digitado no respectivo campo diz o tempo em

que a válvula permanece aberta. Caso o valor seja zero, o CLP interpreta que não haverá produção de gás. O procedimento para definir esse tempo é o mesmo explicado para definir os valores dos parâmetros na sessão Controle.

- **PIDs:** conjunto de campos utilizados para alterar os valores dos ganhos dos controladores PIDs, utilizados no controle das válvulas de controle de fluxo de ar e água. Quando o *CheckBox* com o nome “PID Automático”, localizado na sessão Controle, está marcado, esses campos passam a ficar habilitados. O procedimento para modificação desses parâmetros é o mesmo descrito anteriormente.
- **SP/Abertura:** conjunto de campos utilizados para alterar os valores de abertura das válvulas de controle de fluxo de ar e água. Quando o *CheckBox* com o nome “PID Automático” se estiver desmarcado, esses campos ficam habilitados e, através do procedimento de escrita, podem ser ajustados para valores que varia de 0 a 100%. Entretanto, por questão de segurança, a válvula que controla o fluxo de ar deve possuir uma abertura máxima de 25%. Caso o usuário digite um valor acima deste limite, automaticamente esse valor será ajustado para o limite.
- **Gráficos:** apresentam o comportamento das pressões e vazões do processo ao longo dos ciclos. O gráfico superior refere-se às 3 pressões envolvidas: pressão no revestimento na superfície (REV), pressão na cabeça do poço (CAB) e pressão na linha de surgência (SURG). Por outro lado, o inferior indica as vazões de ar (QAR) e água (QAG) injetadas na Planta Piloto.
- **Animação:** visão panorâmica da Planta Piloto com seus respectivos componentes e indicação numérica de suas variáveis.

O *hardware* de controle, composto basicamente por sensores, atuadores e controladores, é o responsável por controlar cada etapas do ciclo do *plunger lift*. O processo de aquisição de dados e controle se inicia na estação remota, aqui representado o pelo Controlador Lógico Programável ZAP500-BX, da HI Tecnologia, com a leitura dos valores atuais dos dispositivos sensores que a ele estão associados. Esses valores, que podem ser de natureza analógica ou digital, serão utilizados para realizar cálculos ou ações de controle, e atualizar saídas que, assim como as entradas, podem ser analógicas ou digitais. Por se tratar de uma unidade microprocessada, o CLP atua diretamente no controle do processo, depois de devidamente programado, sem o auxílio de uma estação supervisora. Como este CLP possui uma IHM (teclado + *display*) é possível monitorar o com-

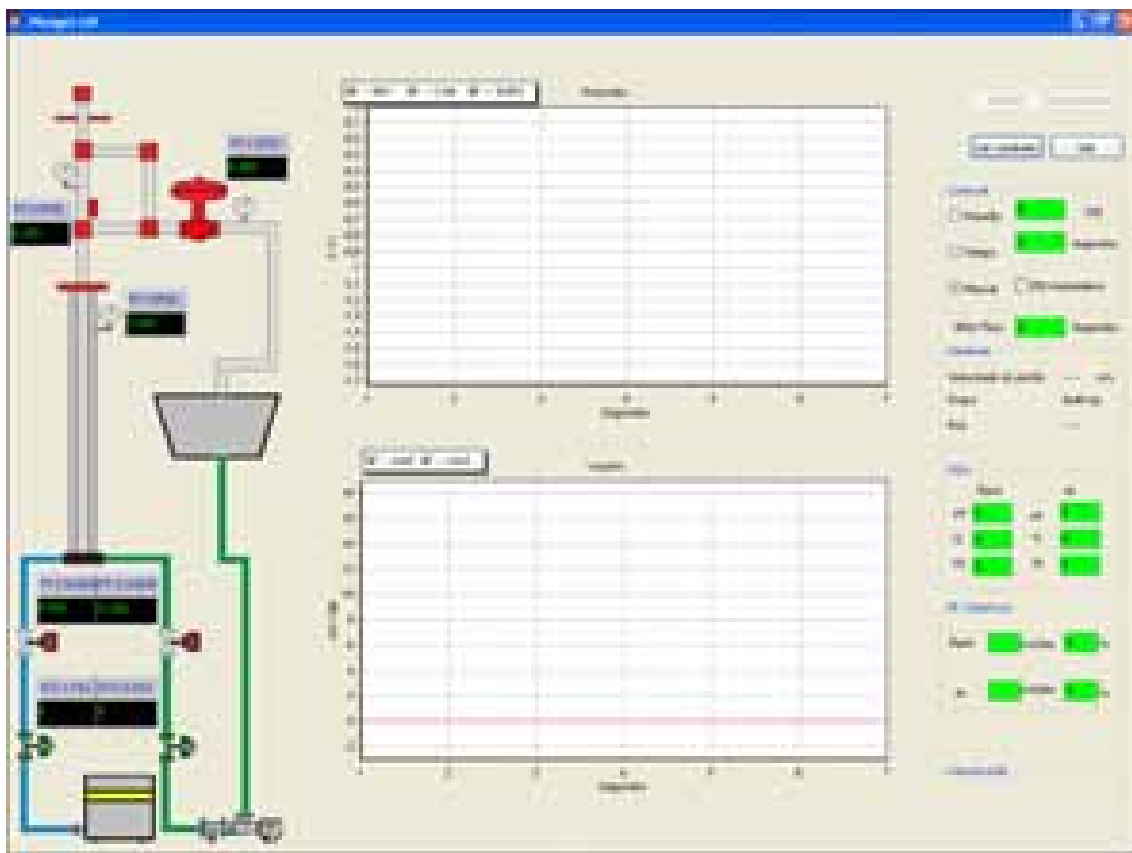


Figura 4.28: Tela de supervisão da Planta Piloto.

portamento das variáveis (pressões, vazões, abertura das válvulas, estado do sensor de chegada do pistão etc.) envolvidas no processo, bem como alterar valores de *set-points* caso necessário.

A rede de comunicação é responsável pelo tráfego de informações e é utilizada pelo *software* de supervisão durante aquisição dos dados do processo [Souza et al. 2006]. Como utiliza uma topologia monolítica, a comunicação é bidirecional (*full-duplex*), entre o CLP e a estação de supervisão. Levando em consideração os requisitos do sistema, como volume de informações que trafegam durante a execução do processo e tempo de resposta dos controladores, a distância a cobrir (aproximadamente 1,5m) e a simplicidade do sistema (apenas um CLP e uma estação de supervisão), o meio de comunicação mais adequado é o *serial RS-232-C*.

---

## Capítulo 5

### Resultados obtidos e discussões

---

Devido ao fato do poço da Planta Piloto possuir uma estrutura cujo comprimento é bastante reduzido (aproximadamente 21,5 m), em relação aos poços do campo, algumas restrições nas condições de operação foram impostas. Essas restrições se refletiram nos valores limites que as vazões injetadas poderiam assumir. Ou seja, os limites dessa faixa não podem ser extrapolados sob a pena de ocorrer ciclos que não condiz com a realidade de um poço *plunger lift* ou situações indesejáveis para um poço que produz por esse método de elevação.

Os objetivos do presente capítulo são, em linhas gerais, apresentar os resultados das experiências realizadas na Planta Piloto e compará-los com resultados obtidos em simulação. Seguidamente, serão analisados os resultados obtidos com testes na Planta Piloto utilizando as duas formas de controle de ciclo apresentadas no capítulo 3.

Finalizando a etapa de apresentação e discussão de resultados, será feito um comparativo entre o comportamento de duas das três pressões envolvidas no processo, obtidos via simulação e experimentalmente na planta. O capítulo é concluído com a justificativa dos resultados apresentados.

#### 5.1 Procedimento para adequação da medição da vazão de gás

Um ponto importante que deve levar-se em consideração durante a realização dos testes é a compressibilidade do gás que o compressor injeta no poço. Sua importância se deve ao fato de um volume ocupado por uma certa massa de gás sofrer variação em decorrência de mudança da temperatura e pressão as quais este volume está submetido. Essa variação no volume do gás afeta diretamente a sua massa que passa pelo medidor de vazão volumétrico, ou seja, a vazão de gás que passa é a mesma, entretando o seu

volume (massa), dependendo da temperatura e pressão, se altera. Portanto, a informação fornecida pelo transmissor de vazão (volume por unidade de tempo) é insuficiente para determinar a massa de gás por unidade de tempo. Uma possível solução é expressar o volume de gás por unidade de tempo em condições de referência. Uma típica condição de referência é a condição padrão, onde  $T^{std} = 293 \text{ K}$ ,  $P^{std} = 1 \text{ atm}$  e o  $Z^{std}$  (fator de compressibilidade padrão) depende do gás. A conversão para as condições de referência é feita através da *lei do gases* equação (5.1), de acordo com a equação 5.3.

$$P \cdot V = \frac{m \cdot R \cdot T}{PM} \quad (5.1)$$

onde,

P: pressão

V: volume

m: massa molecular

R: constante universal dos gases

PM: peso molecular

Considerando que o gás apresenta o mesmo fator de compressibilidade Z, tem-se:

$$\frac{P^{std} \cdot V^{std}}{P^m \cdot V^m} = \frac{T^{std}}{T^m} \quad (5.2)$$

$$V^{std} = \frac{T^{std} \cdot P^m \cdot V^m}{T^m \cdot P^{std}} \quad (5.3)$$

onde,

$P^{std}$ : pressão nas condições padrão (atm)

$V^{std}$ : vazão nas condições padrão ( $\text{m}^3/\text{h}$ )

$P^m$ : pressão medida pelo sensor (atm)

$V^m$ : vazão medida pelo sensor ( $\text{m}^3/\text{h}$ )

$T^{std}$ : temperatura nas condições padrão (K)

$T^m$ : temperatura medida pelo sensor (K)

A ausência de um sensor de temperatura na linha de gás enquadra a Planta Piloto do descrito acima, impossibilitando a adequação uma vez que não se tem acesso à temperatura medida. Quanto à variável pressão medida, apesar de não existir um sensor na linha de gás, seria utilizada a pressão no revestimento como uma aproximação para essa medição. Até então os valores de vazão de gás empregados nos testes são os obtidos pelo

o transmissor de vazão localizado na linha de gás. Portanto, por depender da pressão e temperatura do ar na linha, as leituras feita pelo transmissor dificilmente representam a real quantidade de massa injetada no poço.

## 5.2 Controle por pressão no revestimento

Devido a problemas técnicos, só foi possível obter dois ensaios utilizando a Planta Piloto, o que acaba não apresentando a real capacidade que esta ferramenta didática tem a oferecer.

O resultado obtido para o teste de controle por pressão está reportado na Figura 5.1, onde estão explicitadas as pressões no revestimento na superfície (REV), na cabeça do poço (CAB) e na linha de surgência (SURG). Os parâmetros para o controle deste teste foram configurados conforme a tabela 5.1. Nota-se pelo gráfico das vazões (Figura 5.2) que o fluxo de ar (QAR) é muito inconstante, porém observa-se uma semelhança no comportamento da vazão a cada ciclo. Essa grande variação deve-se ao fato do compressor não possuir uma vazão constante, além de não se aplicar os filtros na entrada analógica do CLP. Ao contrário, o fluxo de água (QAG) é praticamente constante e as variações que ocorrem são insignificantes para o processo. Devido a problemas detectados no transmissor de vazão de água, foi necessário fixar, via programação, o seu valor como sendo a máxima fornecida pela bomba, que é de aproximadamente 20 m<sup>3</sup>/dia. Apesar das variações no fluxo de ar, a RGL foi calculada, do início do período de aumento da pressão ao começo do período de produção de gás, para cada ciclo. O cálculo considera o líquido e o gás acumulado nesse intervalo de tempo, e encontra a razão no instante do início do período de produção de gás.

Tabela 5.1: Parâmetros do controle por pressão.

P <sub>rev</sub> máxima (PSI)	22
Tempo de pós-fluxo (seg)	15
Abertura válvula de ar (%)	2
Vazão de ar (m <sup>3</sup> /dia)	0 - 360
Abertura válvula de água (%)	100
Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia)	19,047
RGL	10

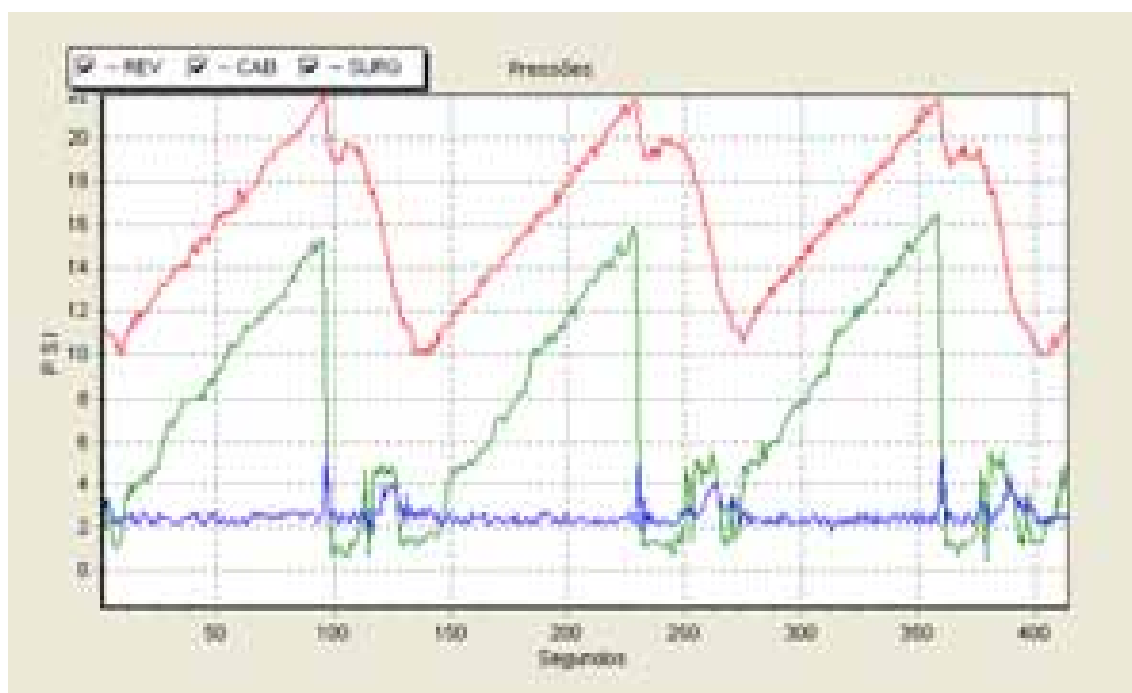


Figura 5.1: Comportamento das pressões para uma pressão máxima no revestimento de 22 PSI e 15 segundos de pós-fluxo (controle por pressão).

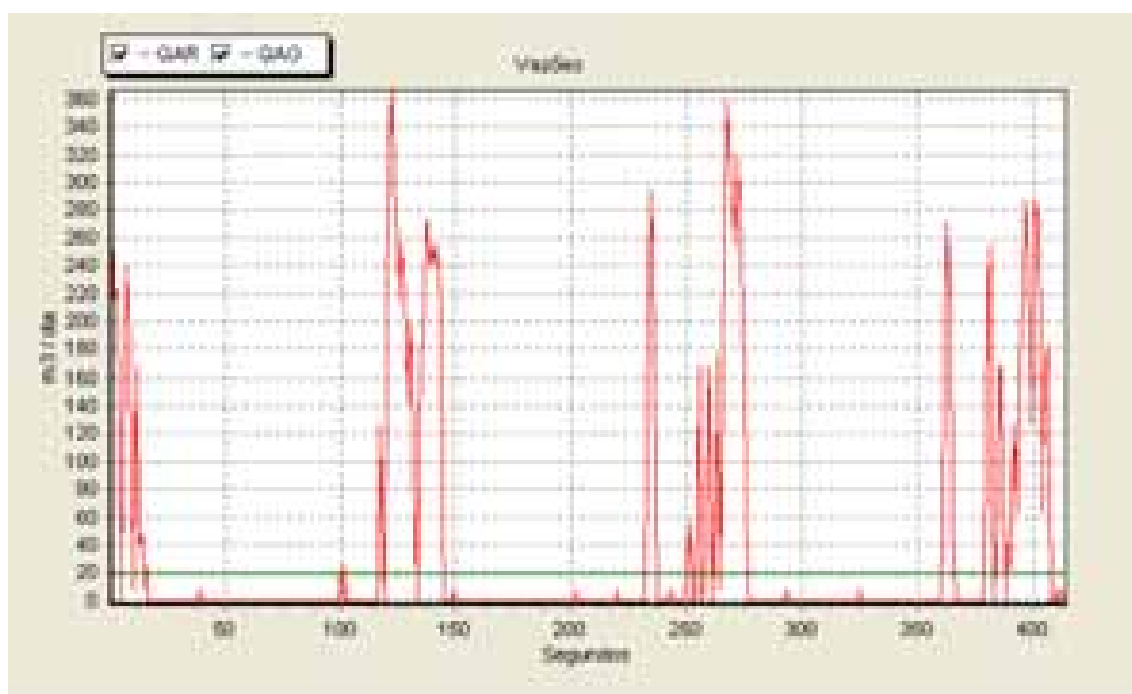


Figura 5.2: Comportamento das vazões com 100% de abertura da válvula de água e 2% da válvula de ar.



### 5.3 Controle por tempo

O teste realizado com o controle por tempo foi mais longo que o teste por pressão (1500 s e 400 s respectivamente). Os parâmetros para o controle deste teste foram configurados conforme a tabela 5.2. As considerações mencionadas no tópico de controle por pressão, mais precisamente no último parágrafo, são válidas para este teste. A Figura 5.3 apresenta o comportamento das pressões no revestimento (REV), na cabeça do poço (CAB) e na linha de surgência (SURG) para os tempos de 90 e 60 segundos para cada ciclo. Até aproximadamente 750 segundos transcorridos tem-se o comportamento do ciclo para o tempo fixado em 90 segundos. Daí em diante, para o tempo de 60 segundos.

Tabela 5.2: Parâmetros do controle por tempo.

Tempo Fechado (seg)	90 e 60
Tempo de pós-fluxo (seg)	10
Abertura válvula de ar (%)	3
Vazão de ar (m <sup>3</sup> /dia)	0 - 700
Abertura válvula de água (%)	100
Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia)	19,047
RGL	22

Apesar do intervalo dos ensaios de controle por pressão e controle por tempo possuírem duração diferentes, percebe-se uma considerável diferença no comportamento dos gráficos da vazão de gás (QAR), ou seja, além de valores mais elevados, tem-se menos ocorrência de vazão nula<sup>1</sup> (Figura 5.4). Isso se deve ao fato de a abertura da válvula estar 1% a mais no teste por tempo.

### 5.4 Discussões

Foram feitas algumas imagens na tentativa de mostrar fases do ciclo do *plunger lift* (aumento da pressão, subida e descida do pistão, passagem de líquido pelo pistão, pós-fluxo). A Figura 5.5 exibe o acúmulo de líquido no fundo do poço durante o a etapa de aumento da pressão, no momento em que a *motor valve* é fechada. Percebe-se que praticamente todo o líquido produzido é passado para a coluna de produção. Porém algum líquido começa a migrar para o revestimento. Isso se deve às constantes modificações de RGL em função das variações da vazão de ar. O momento em que o pistão já se

<sup>1</sup>Embora o sensor apresente um valor zero de vazão, o ar continua sendo injetado no fundo do poço, exceto quando o teste é encerrado. Esse valor nulo de vazão se deve muitas vezes ao limite de vazão mínimo do sensor não ter sido alcançado

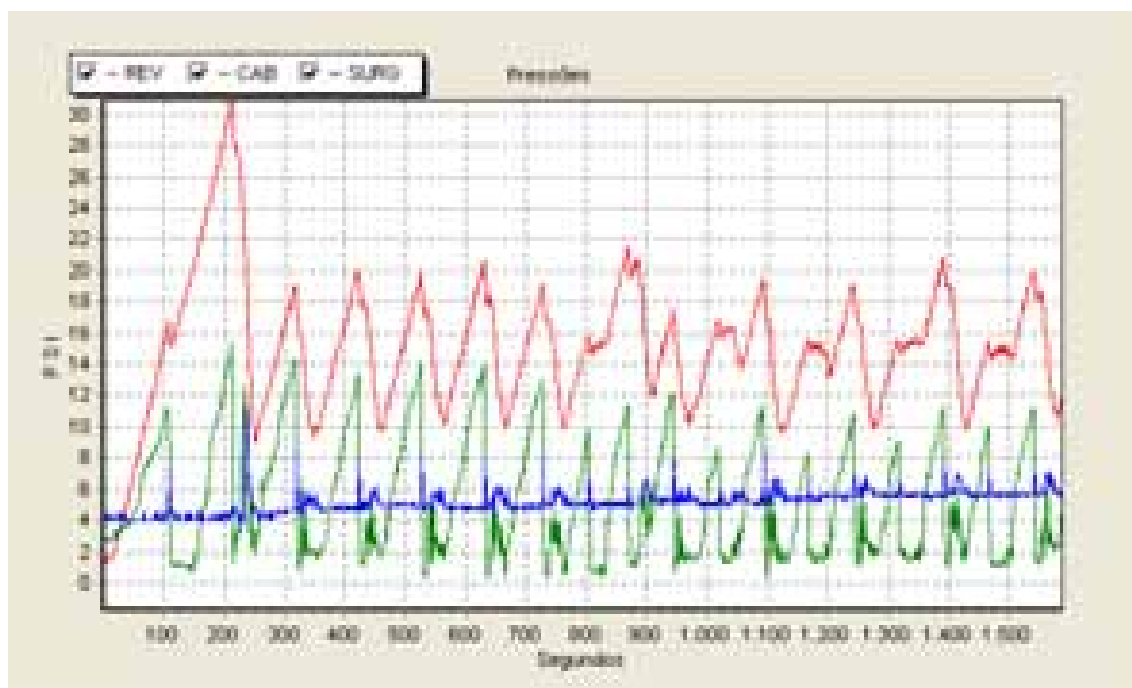


Figura 5.3: Comportamento das pressões para um tempo de controle de ciclo de 90 e 60 segundos e 10 segundos de pós-fluxo (controle por tempo).

encontra no fundo do poço, com líquido acumulado no espaço anular, é retratado na Figura 5.6. Além das insconstâncias nos valores de RGL, o pistão é outro fator que dificulta o deslocamento de líquido para a coluna de produção.

Durante a etapa de pós-fluxo o líquido injetado no poço desloca-se por completo para o interior da coluna de produção, de forma que nenhum líquido apareça no revestimento (Figura 5.7). Ainda nesta etapa (após a golfada ter sido produzida) e a depender das vazões de gás utilizadas, observaram-se que o líquido produzido poderia ser deslocado pelo ar até a superfície, sendo produzido à semelhança de um poço surgente. Isso ocorre pois, na elevação natural a pressão no reservatório é a única responsável pela elevação dos fluidos do fundo do poço até a superfície, ou seja a diferença entre a pressão do reservatório e a contrapressão exercida sobre ele é suficiente para elevar o líquido às facilidades de produção.

A abertura da linha de produção provoca uma queda na pressão do anular e uma redução brusca na pressão da coluna de produção, que fica praticamente igual à pressão atmosférica (pressão no “separador”). Quando a coluna de líquido alcança a superfície, a pressão no anular decresce, e a pressão na cabeça aumenta rapidamente. No momento em que o pistão atinge a superfície, as pressões no anular e na coluna de produção de-

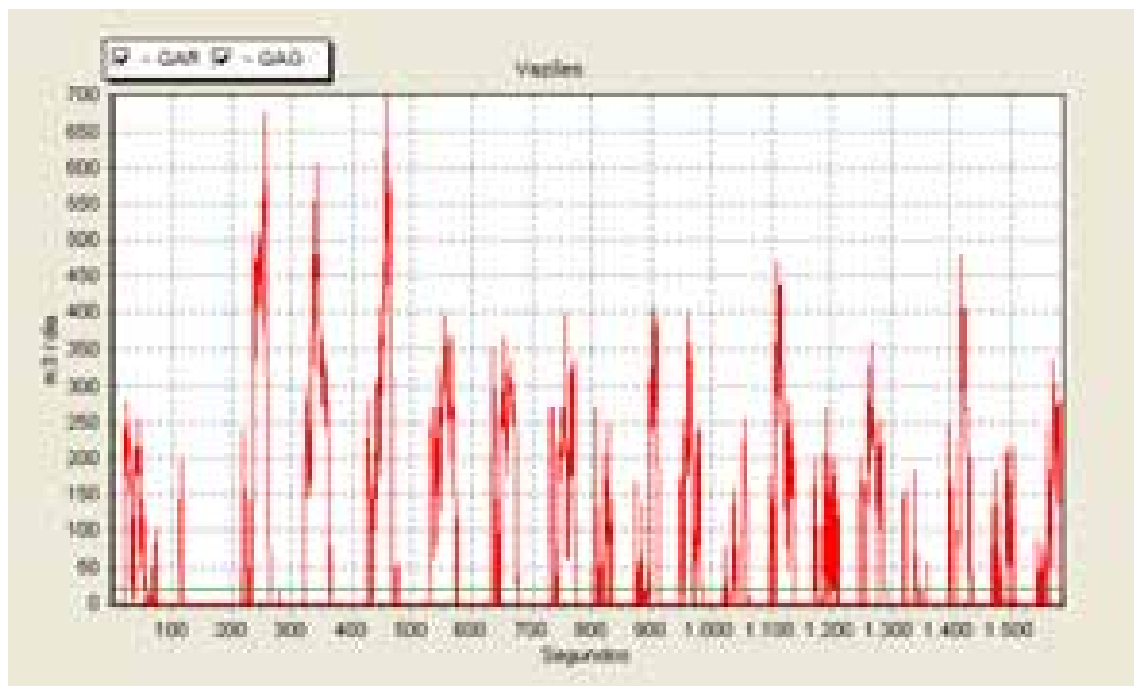


Figura 5.4: Comportamento das vazões com 100% de abertura da válvula de água e 3% da válvula de ar.

crecem até a golfada ser toda produzida e durante o período de produção de gás (pós-fluxo) período no qual não há mais a resistência do líquido no escoamento. Quando a válvula de controle de ciclo é fechada, a pressão na coluna de produção e no revestimento aumentam continuamente até a reabertura da linha de produção, iniciando um novo ciclo. Foi observado que no momento no qual a válvula de ciclo foi fechada, houve um crescimento contínuo das pressões no anular e na coluna de produção. Entretanto, se tratando de um poço real, com dimensões muito superiores à do poço da Planta Piloto, o comportamento dessas pressões diferem do que foi apresentado. Baruzzi (1994) mostra que com o fechamento da linha de produção, ocorre um aumento brusco da pressão na coluna de produção, correspondendo a uma queda de pressão no revestimento. Segundo ele, esse comportamento se dá em decorrência da passagem instantânea do gás do espaço anular para a coluna de produção, como forma de igualar as pressões na extremidade inferior da coluna e no espaço anular. Somente depois dessa adequação nas pressões é que elas passariam a crescer continuamente. Devido ao seu tamanho reduzido a coluna de produção do poço não sente essa “falta” de pressão (pressões praticamente iguais), o que explica o comportamento apresentado.

A descida do pistão até o fundo do poço pode ocorrer de forma bastante lenta, prin-



Figura 5.5: Etapa de aumento da pressão durante a queda do pistão.

principalmente se o líquido estiver sendo carregado no interior da coluna de produção na etapa de pós-fluxo. Observou-se que este fenômeno é mais significativo na redução da velocidade de queda que os efeitos do atrito do pistão com a coluna, devido ao arrasto. Qualquer objeto que se movimenta num fluido sofre um arrasto, força na direção do escoamento composta pelas forças de pressão e cisalhamento que atuam na superfície do objeto.

Até o poço ser fechado, a vazão mássica da entrada do poço passar por completo para a saída deste. Porém quando a válvula de controle de ciclo é fechada, essa vazão deixa de ser produzida, e o pistão começa a sua queda. Mas (de acordo com a curva da queda da vazão mássica) esse fechamento da válvula não foi “sentido” pelo fundo do poço, que ainda continua sofrendo injeção de gás, e esse gás com uma certa pressão empurra o pistão para cima, de maneira a reduzir a velocidade de descida. Aos poucos o fundo do poço vai sentido esse fechamento da válvula de ciclo até, praticamente, cessar a injeção de gás e o pistão cair até à mola amortecedora.



Figura 5.6: Etapa de aumento da pressão com pistão no fundo do poço e acúmulo de líquido no anular.



Figura 5.7: Etapa de pós-fluxo: todo o líquido se desloca para a coluna de produção.

## 5.5 Resultados de simulação

O simulador utilizado é uma implementação do modelo matemático desenvolvido por Baruzzi (1994). Esse simulador considera a produção em regime permanente, e possui implementado um controle de velocidade de subida do pistão. Esse controle é baseado na velocidade de subida do ciclo anterior, ou seja, se o pistão subiu rápido, então no próximo ciclo a válvula de controle abrirá em um tempo mais curto do que o considerado para o ciclo anterior. Entretanto, se o pistão subiu lento, no ciclo seguinte, o tempo que a válvula se manterá fechada será superior ao do ciclo passado. A Figura 5.8 apresenta o resultado gerado para o simulador, cujos parâmetros foram ajustados com valores característicos da planta e estão descritos na tabela 5.3. Observa-se na tabela que foi necessário colocar um valor diferente de zero para a pressão no separador ( $P_{sep}$ ), apesar da planta não possuir um separador.

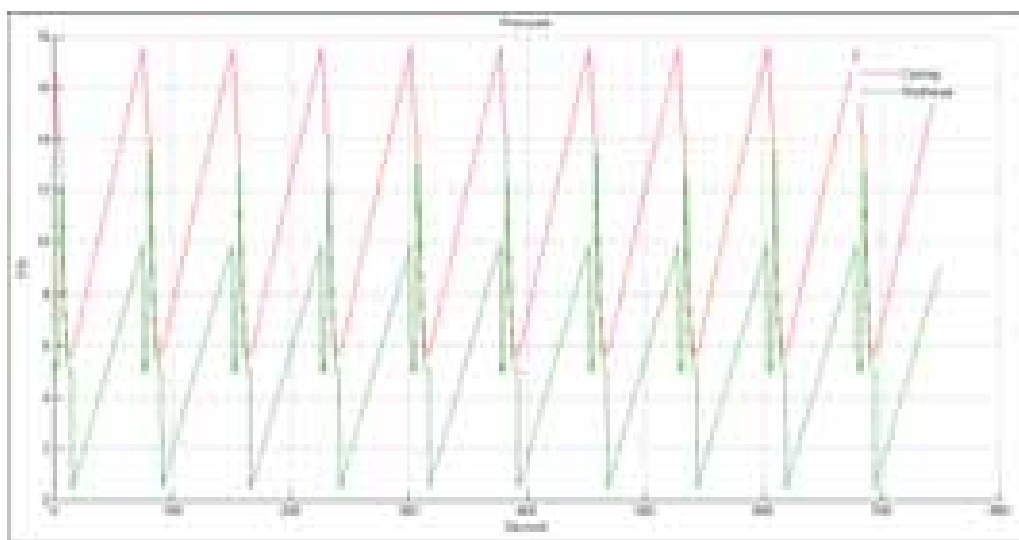


Figura 5.8: Resultado do simulador ajustado com parâmetros da Planta Piloto.

Tabela 5.3: Parâmetros do simulador ajustados conforme características da Planta Piloto.

Densidade relativa do ar (SGgas)	1.000
Comprimento da coluna (Lcauda)	22 m
Rugosidade absoluta da tubulação (E)	0.132 mm
Diâmetro interno do <i>tubing</i> (DI <sub>tbg</sub> )	1.995 pol
Diâmetro externo do <i>tubing</i> (DO <sub>tbg</sub> )	2.385 pol
Diâmetro interno do revestimento (DI <sub>csg</sub> )	4.92 pol
Massa do pistão (Mplg)	6.46 Kg
Velocidade de queda no líquido (Vqpl)	110 pé/min
Velocidade de queda no gás (Vqpg)	1500 pé/min
Eficiência de vedação do pistão ao gás (EfVed)	95 %
Pressão estática do “reservatório” (Pest)	5.0 kgf/cm <sup>2</sup>
Vazão de teste do “reservatório” (Qteste)	5.0 m <sup>3</sup> /d
Pressão de teste do “reservatório” (Pteste)	0.0 kgf/cm <sup>2</sup>
Comprimento inicial da golfada (Lslg)	2.1 m
Pressão inicial máxima no topo do revestimento (PcsgT)	17 psig
Duração do pós-fluxo (Afterflow)	10 seg
Tempo de fechamento (Offtime)	60 seg
Tempo limite para não chegada do pistão à superfície (Otime)	30 seg
Pressão de separação (Psep)	5 psig
Diâmetro de passagem na válvula de ciclo (Dab)	0.750 pol
Razão gás-líquido no poço (RGL) <sup>2</sup>	50 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup>
Percentual de água no líquido (BSW)	100%
Densidade relativa da água (SGagua)	1.00

Fazendo uma análise da desenvoltura dos gráficos, é possível verificar que, com a abertura da linha de produção a pressão no anular diminui enquanto que a pressão na coluna de produção cai abruptamente até um valor praticamente igual ao da pressão no separador (aproximadamente 5 psi). Decorrido um curto período de tempo, a pressão na coluna de produção sobe instantaneamente devido a chegada da golfada à superfície. Esse aumento repentino se deve às perdas do escoamento de líquido na linha de produção. Considerando do momento de abertura da linha de produção, a pressão no revestimento continua reduzindo, refletindo a passagem de ar para a coluna de produção.

Quando o pistão chega à superfície (dando início à etapa de pós-fluxo), a pressão no anular e na coluna de produção reduzem continuamente até que a golfada chegue ao separador. Logo após o início da produção no separador, ainda na etapa de produção de gás, ocorre uma queda acentuada da pressão na coluna de produção, enquanto que a pressão no revestimento continua reduzindo até ficar praticamente constante. Com o fechamento da válvula de ciclo as pressões no revestimento e na coluna de produção começam a crescer continuamente, até o início de um novo ciclo, com a reabertura da válvula.

### 5.5.1 Comparação com resultados da planta

A comparação dos resultados obtidos com testes na planta e com o simulação foi satisfatória, mostrando uma semelhança considerável no comportamento das pressões no anular e na coluna de produção.

No momento de abertura da linha de produção, o poço e o modelo apresentam praticamente os mesmos valores na despressurização do revestimento (aproximadamente 12 psi), exceto para o teste de controle por tempo, considerando os ciclos que ocorrem a partir do instante 750 s, pois estes apresentam comportamento inesperado. Considerando a despressurização na coluna de produção, nota-se que ela foi mais intensa no poço da planta do que na simulação, aproximadamente 13 psi e 4,5 psi, respectivamente. Um dos fatores que contribuíram para esse comportamento se deve ao fato do simulador considerar a existência de um separador com pressão de 5 psi, ao contrário da planta, em que o separador se encontra a pressão atmosférica. No momento da subida e chegada do pistão à superfície, nota-se que o crescimento da pressão na coluna se manifesta de forma bem mais intensa em relação ao mesmo crescimento apresentado pelo poço. Como o Baruzzi (1994) menciona seu texto, uma possível explicação para esse acontecimento seria devido o modelo não considerar a resistência ao escoamento.

Com o fechamento da válvula de ciclo, tanto o poço quanto o simulador demonstram

resultados similares para as pressões no revestimento e na coluna de produção, principalmente no que diz respeito ao comportamento. Em termos quantitativos, as pressões no revestimento apresentam praticamente a mesma faixa de crescimento (pressurização): aproximadamente de 10 a 22 psi para o poço e de 5,5 a 17,5 psi para a simulação. Entretanto, a pressão na coluna de produção não apresentou tanta precisão, sendo de aproximadamente 0,8 a 9,8 psi para a simulação e de 1 a 15,5 psi para o poço.



---

## Capítulo 6

# Conclusões e Recomendações

---

Este trabalho descreve o projeto e funcionamento da planta emuladora de poços de petróleo operando com o método de elevação *plunger lift*. A possibilidade de se gerar diversas condições de produção, isto é, diferentes valores de RGL contribuiu na realização de diversos ensaios. A análise dos resultados desses ensaios mostraram que o sistema é capaz de gerar dados que condizem com o comportamento de poços de petróleo produzindo com esse método.

A utilização do trecho de 4m em acrílico transparente no poço da planta piloto possibilitou a visualização do comportamento de dois fenômenos importantes do *plunger lift*: subida do pistão e descida dele até o fundo do poço, e separação do gás no fundo do poço. Deste modo, pode-se analisar, para as diversas experiências realizadas, os valores das RGLs que permitiam o armazenamento ou não de líquido no revestimento durante a etapa de aumento da pressão. Dentre elas está a RGL mínima necessária para que ocorra o armazenamento de apenas gás no espaço anular, sugerida por [Baruzzi 1994]. Esse é um dos fatores necessários para que se obtenha a condição ideal de funcionamento do *plunger lift*.

Foram apresentadas e aplicadas na planta piloto as seguintes técnicas, normalmente utilizadas para controle de poços operando com *plunger lift*:

- Controle por Temporização;
- Controle pela Pressão no Revestimento;

Foi desenvolvido um ambiente supervisorio, através do qual é possível adquirir e monitorar os sinais do sistema, ajustar o controle das vazões dos fluidos e escolher a técnica de controle do ciclo, em tempo de execução. O supervisorio ainda permite salvar em arquivo os dados das variáveis envolvidas no processo, possibilitando estudos *off-line* do comportamento do método.

Artigo aceito para publicação no 21º Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica.

Embora seja um projeto que proporcione uma gama de diferentes condições operacionais, a planta piloto possui algumas limitações que, dependendo do andamento do projeto, podem ser superadas. São elas:

- Em virtude da elevada vazão de ar fornecida pelo compressor, a válvula que controla o fluxo desse fluido deve atuar com pequenos valores da sua capacidade de abertura. Ou seja, valores de abertura entre 1% e 5% já fornecem vazões que garantem elevados valores de RGL, mesmo utilizando a vazão máxima alcançada pela bomba d'água.
- Foi constatado, durante a fase de testes, que a vazão máxima fornecida pela bomba (19,2 m<sup>3</sup>/dia) se encontrava aquém daquela esperada para o propósito da planta piloto. Isso se refletiu na quantidade e qualidade de valores de RGL que puderam ser testadas.
- Apesar de o compressor fornecer ao poço uma vazão de ar muito além do necessário - apesar de não constante - para a realização dos ensaios, alguns valores de vazão referentes as aberturas de 1% e 2%, que são considerados valores adequados, não chegam a ser detectados pelo sensor de vazão, o que caracteriza um sobredimensionamento deste sensor.
- Embora a planta propicie a realização de diferentes condições de produção, os resultados gerados se limitam a utilização de um único modelo de pistão.

No transcorrer do trabalho foram encontrados diferentes problemas técnicos na estrutura da planta, os quais serão citados a seguir juntamente com suas soluções (algumas temporárias):

- Queima do sensor de vazão de água tipo magnético - influência direta no cálculo da RGL.
  - Solução: Conhecendo a vazão máxima da bomba (valor fornecido pelo fabricante e observado em outras experiências na planta, quando o sensor funcionava), foi fixado, via programação, o valor de vazão como sendo a máxima.
- Queima de duas entradas analógicas da placa de aquisição de dados (PIM-300).
  - Solução: Apesar de limitadas a quantidade de entradas analógicas, ainda restavam 2 dessas entradas, suprimindo a necessidade.
- Queima de um dos totalizadores/indicadores de vazão.
  - Solução: Reconfiguração do sensor de vazão para enviar sinal de corrente ao invés de pulsos, como estava previamente configurado, possibilitando sua ligação direta com o CLP.

- Lubrificador sem segurador do pistão.
  - Solução: Apesar de ainda não ter sido necessária até o momento, uma possível solução seria a instalação de uma válvula agulha, tornando possível a troca de pistão, quando necessário.
- Queima do sensor magnético de chegada do pistão.
  - Solução: Utilização de um temporizador, implementado no *ladder*, que inicia a contagem no momento da abertura da válvula motora e é incrementado até um tempo pré-definido, maior que o tempo máximo que o pistão levaria para alcançar a superfície. Portanto, quando o sensor falha, esse contador é o responsável pelo fechamento da válvula.

São recomendações para trabalhos futuros:

- Realizar testes na planta piloto com diferentes tipos de pistões;
- Implementar no CLP o controle do ciclo pelo fator de carga (em desenvolvimento);
- Pesquisar e aplicar métodos para calcular a velocidade de queda do pistão (sugestões):
  - Processamento de imagem (em desenvolvimento);
  - Sensor magnético;
  - Sensor infravermelho.
- Adequação do sensor de vazão de gás (ler menores valores);
- Adequação da bomba d'água para uma de maior vazão;
- Implantação do sensor de temperatura - trabalhar nas condições padrão (std);
- Utilização de potes de selagem para os sensores de pressão.

---

## Referências Bibliográficas

---

- Assmann, Benno Waldemar (2008), Estudo de Estratégias de Otimização para Poços de Petróleo com Elevação por Bombeio de Cavidades Progressivas, Doutorado em ciências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação - UFRN, Natal, RN, Brasil.
- Baruzzi, J. O. A. (1994), Um sistema para estimação de vazão de poços produzindo por *Plunger Lift* para vaso separador de teste em plataformas de petróleo, Mestrado em engenharia de petróleo, Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo - UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.
- Baruzzi, J. O. A. e F. J. S. Alhanati (1994), ‘Optimum plunger lift operation’, *Society of Petroleum Engineers* (SPE 29455).
- Beauregard, E. e P. L. Ferguson (1982), ‘Introduction to plunger lift: Applications, advantages and limitations’, *Society of Petroleum Engineers* (SPE 10882).
- Bezerra, Murilo Valença (2002), Avaliação de métodos de elevação artificial de petróleo utilizando conjuntos nebulosos, Mestrado em engenharia de petróleo, Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo - UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.
- Boswell, J. B. e J. D. Hacksma (1997), ‘Controlling liquid load-up with “continuous gas circulation”’, *Society of Petroleum Engineers* (SPE 37426).
- Braganza, E., E. Rost, S. J. Bosco, E. Gonzalez e A. Salleo (2001), ‘Artificial system - plunger lift - time of fall of the plunger under operative condition of well of petroleum’, *Society of Petroleum Engineers* (SPE 72171).
- Chacín, J. e D. Doty (1992), ‘Modeling and optimization of plunger lift assisted intermittent gas lift installations’, *Society of Petroleum Engineers* (SPE 23683).
- Crow, R. W. (1990), ‘Electronic controller for the optimization of plunger-lift wells’, *Society of Petroleum Engineers* (SPE 21290).

- Daneels, A. e W. Salter (1999), 'What is scada?', *International Conference on Accelerator and Large Experimental Physics Control Systems* pp. 339–343.
- E. Beauregard, P. Lee Ferguson (2007), Plunger enhanced chamber lift, Technical report, Ferguson Beauregard. <http://www.fergusonbeauregard.com/downloads/PECL-explained.pdf>, acessado em 25/01/2010.
- Economides, Michael J., A. Daniel Hill e Christine Ehlig-Economides (1993), *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall PTR.
- Fisher (2010), Manual de instruções: Posicionadores 3582 e 3582i, conversor electropneumático 582i e transmissores de posição da haste da válvula 3583 da fisher, Technical report, Fisher. <http://www.documentation.emersonprocess.com>, acessado em 10/07/2010.
- Foss, D. L. e R. B. Gaul (1965), 'Plunger-lift performance criteria with operating experience-ventura avenue field', *Drilling and Production Practice* (API).
- Gasbarri, S. e M. L. Wiggins (2001), 'A dynamic plunger lift model for gas wells', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 72057).
- Guo, Boyun, William C. Lyons e Ali Ghalambor (2007), *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*, GPP.
- Hacksma, J. D. (1972), 'Users guide to predict plunger lift performance', *Proceedings, Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas*.
- Júnior, O. A. D., A. A. D. Medeiros, P. J. Alsina e E. H. Bolonhini (2008), 'Planta piloto para estudo de poços com plunger lift', *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006* (n. 1951).
- Lea, J. F. (1982), 'Dynamic analysis of plunger lift operations', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 10253).
- Lea, J. F., H. V. Nickens e M. R. Wells (2008), *Gas Well Deliquification*, GPP, Oxford, pp. 123–190.
- Lea, J.F., O.L. Rowlan, e J.N McCoy (2009), 'Modified foss and gaul model accurately predicts plunger rise velocity', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 120636).

- Marcano, L. e J. Chacín (1992), 'Mechanistic design of conventional plunger-lift installation', *SPE Advanced Technology Series* (SPE 23682).
- Martins, S. V. (1991), Efeitos transientes no projeto e análise de *Gas Lift* contínuo, Mestrado em engenharia de petróleo, Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo - UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.
- McCoy, J., L. Rowlan e A. L. Podio (2001), 'Plunger-lift optimization by monitoring and analyzing well high frequency acoustic signals, tubing pressure and casing pressure', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 71083).
- McCoy, J., L. Rowlan e A. L. Podio (2003), 'Plunger-lift monitoring by analyzing well-bore high-frequency acoustic signals and tubing and casing pressures', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 83672).
- McMurry, E. D. (1953), 'Use of the automatic free piston in oil well production problems', *Petroleum Transactions, AIME* **198**.
- Morrow, S. J. e W. Hearn (2007), 'Plunger-lift advancements, including velocity and pressure analysis', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 108104).
- Mower, L.N., J. F. Lea, E. Beauregard e P. L. Ferguson (1985), 'Defining the characteristics and performance of gas-lift plungers', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 14344).
- Oliveira, R. L. (2010), Ambiente de programação spds, Technical report, HI Tecnologia. <http://www.hitecnologia.com.br/download/PMUSPDS001.pdf>, acessado em 25/06/2010.
- Oyewole, P. O. e D. Garg (2007), 'Plunger lift application and optimization in the san juan north basin - our journey', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 106761).
- Patricio, A. R. (1996), Estudo de um sistema inteligente para elevação de poços e controle de processos petrolíferos, Mestrado em engenharia de petróleo, Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo - UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.
- Ribeiro, M. A. (1999), Válvulas de controle e segurança, Technical report, Tek.
- Rosina, L. (1983), A study of plunger lift dynamics, Mestrado em ciências, University of Tulsa, Tulsa, OK, USA.

- Rowlan, O. L., J. N. McCoy e A. L. Podio (2003), 'Determining how plunger manufacture features affect plunger fall velocity', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 80891).
- Rowlan, O. L., J. N. McCoy e A. L. Podio (2006), 'Analyzing and troubleshooting plunger-lifted wells', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 102336).
- Services, PCS Production Control (2009), Pcs plunger works, Relatório técnico, PCS. <http://pcslift.com/plungerlift/plungerliftwork.html>, acessado em 16/05/2010.
- Services, PCS Production Control (2010a), Multi-stage plunger lift: An economical alternative to pumping units, Relatório técnico, PCS. <http://www.pcslift.com/PDFs/PCSMulti-StagePlungerLift.pdf>, acessado em 15/04/2011.
- Services, PCS Production Control (2010b), Our new and improved multi-stage tool maximizes production of deep or low glr wells, Technical report, PCS. <http://pcslift.com/plungerlift/multistage.html>, acessado em 16/05/2011.
- Silva, S. J. G. (2007), Um sistema para estimação de vazão de poços produzindo por *Plunger Lift* para vaso separador de teste em plataformas de petróleo, Mestrado em ciências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação - UFRN, Natal, RN, Brasil.
- Souza, R. B., A. A. D. Medeiros, J. M. A. Nascimento, A. L. Maitelli e H. P. Gomes (2006), 'Sisal - um sistema supervisorio para elevação artificial de petróleo', *IBP* (n. 156805).
- Thomas, José Eduardo (2001), *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Inter-ciência.
- Vidal, Francisco José Targino (2005), Desenvolvimento de um simulador de bombeio por cavidades progressivas, Mestrado em ciências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação - UFRN, Natal, RN, Brasil.
- Weatherford (2003), Manual de instalação e manutenção - bomba helicoidal- série wht, Technical report, Weatherford. <http://www.rodrize.com.br>, acessado em 10/07/2010.

Wienen, Julie (2010), Multi-stage plunger lift, Technical report, Production Control Services. <http://wellservicingmagazine.com/multi-stage-plunger-lift>, acessado em 18/03/2011.

Wiggins, M.L., S.H.Nguyen e S.Gasbarri (1999), 'Optimizig plunger lift operations in oil and gas wells', *Society of Petroleum Engineers* (SPE 52119).

Zhang, P. (2008), *Industrial Control Technology*, William Andrew Inc., Norwich.



---

# Apêndice A

## Manual de funcionamento da planta

---

1. Checar se todas as válvulas manuais (duas do fundo do poço e uma da comutação da linha entre o poço e o vaso separador) estão abertas.
2. Checar se as válvulas de controle de fluxo estão fechadas.
3. Ligar o CLP.
4. Se o CLP não estiver com o código *ladder* em sua memória, então liga-se o computador, executa o aplicativo SPDSW (ambiente de programação do CLP) e, através deste, abri-se o código *ladder* em questão e o carrega no CLP.
5. Ligar a bomba de água e checar se o manômetro presente na linha de recirculação da água não ultrapassa os 5 bar.
6. Abrir a tampa de visita/manutenção do compressor e chegar, visualmente, se existe vazamento de óleo, peças folgadas, fios desconectados, nível de óleo na altura do visor de nível, deflexão máxima aceitável de 1 cm da correia ou algum indício que possa trazer problemas quando for iniciado o funcionamento do equipamento.
7. Colocar o compressor em funcionamento e checar os itens abaixo
  - a Temperatura de trabalho entre 80°C e 95°C (acima de 115°C o compressor desliga por intermédio de um termostato).
  - b Restrição do filtro de óleo de até 1,8 barg (27 psig). Acima disso deve ser substituído.
8. Abrir, lentamente, a válvula de alimentação do sistema, presente na linha de saída do compressor, dentro da sala.
9. Abrir, lentamente, a válvula manual, a montante da válvula reguladora de pressão para a alimentação das válvulas de controle e observar se o manômetro desse instrumento está marcando 4 bar.
10. Executar o supervisor da planta, que se encontra no mesmo computador onde ocorre a programação do CLP, e realizar as seguintes configurações:

- a** Quanto às estratégias de controle do ciclo de produção:
  - i** Se por tempo.
  - ii** Se por pressão.
  - iii** Se por fator de carga.
- b** Quanto à abertura das válvulas de controle de fluxo dos fluidos (ar e água):
  - i** Se utilizando controladores PIDs - vazão constante.
    - ajuste dos ganhos dos PIDs
  - ii** Se utilizando valores fixos de abertura (0% - 100%) - vazão variável <sup>1</sup>.
- c** Quanto ao pós-fluxo (*afterflow*):
  - i** Se não, manter o valor do referido campo em zero.
  - ii** Se sim, colocar um valor diferente de zero no campo especificado, indicando o tempo deste estágio.

---

<sup>1</sup>O compressor não fornece uma vazão de ar constante.

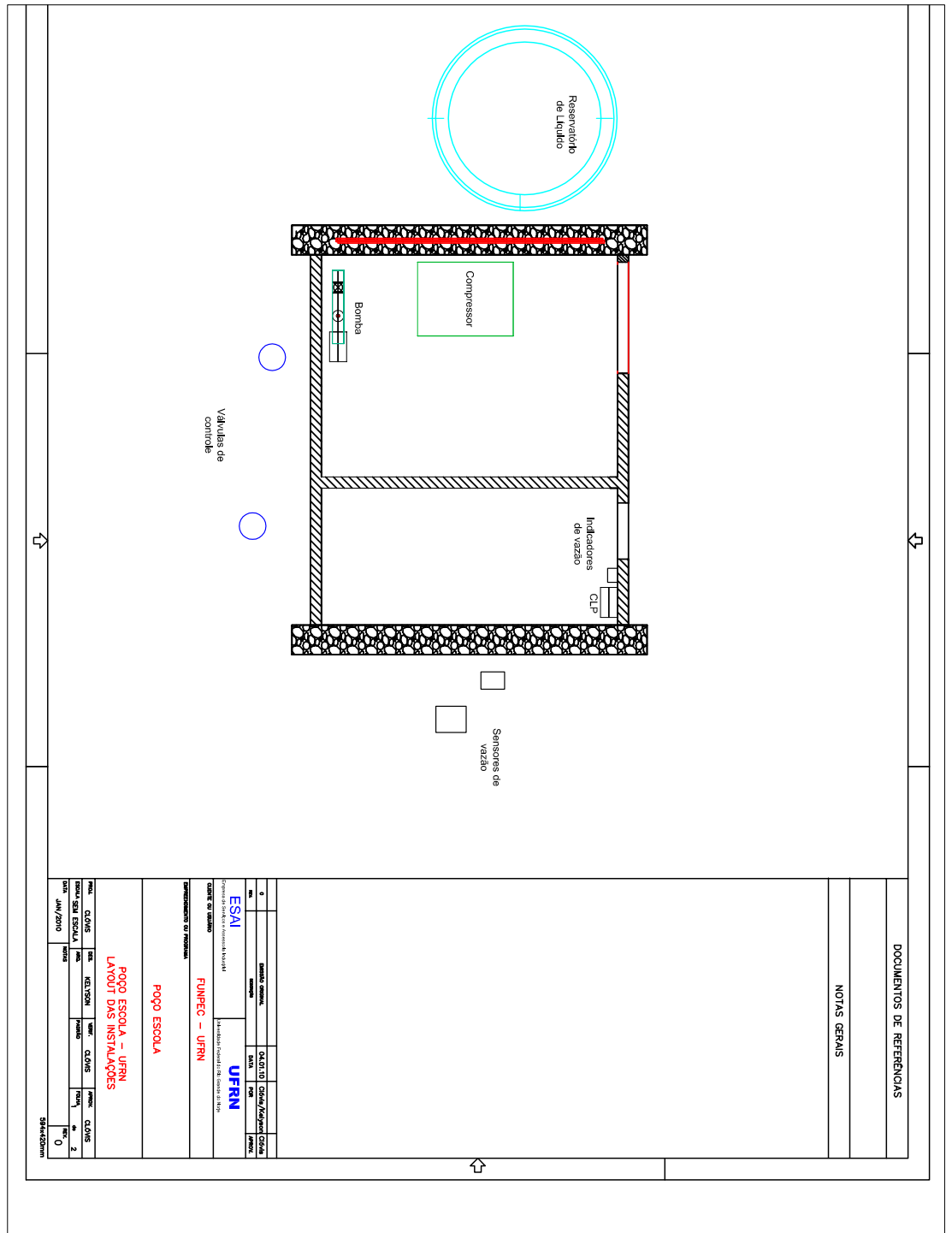
---

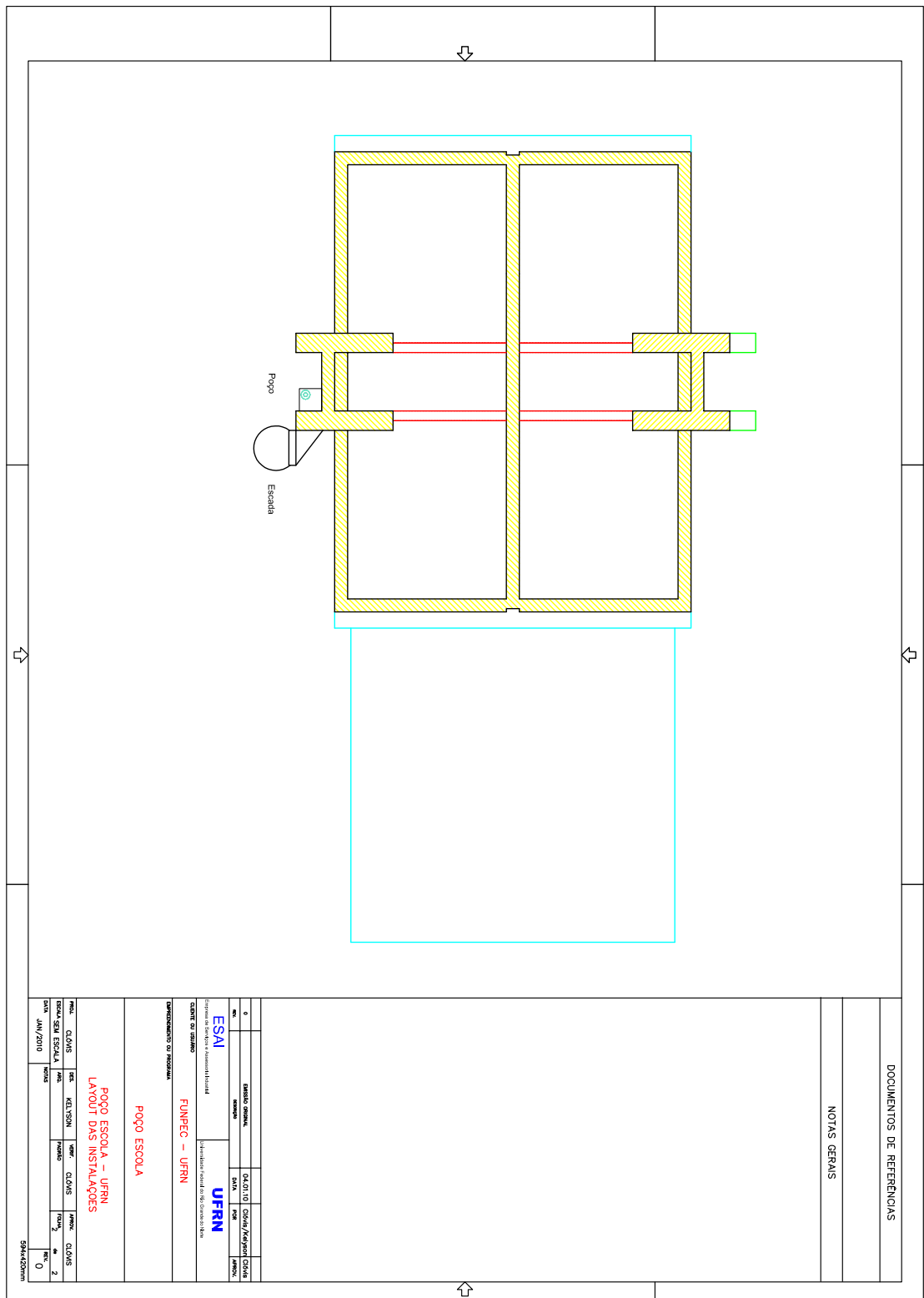
## **Apêndice B**

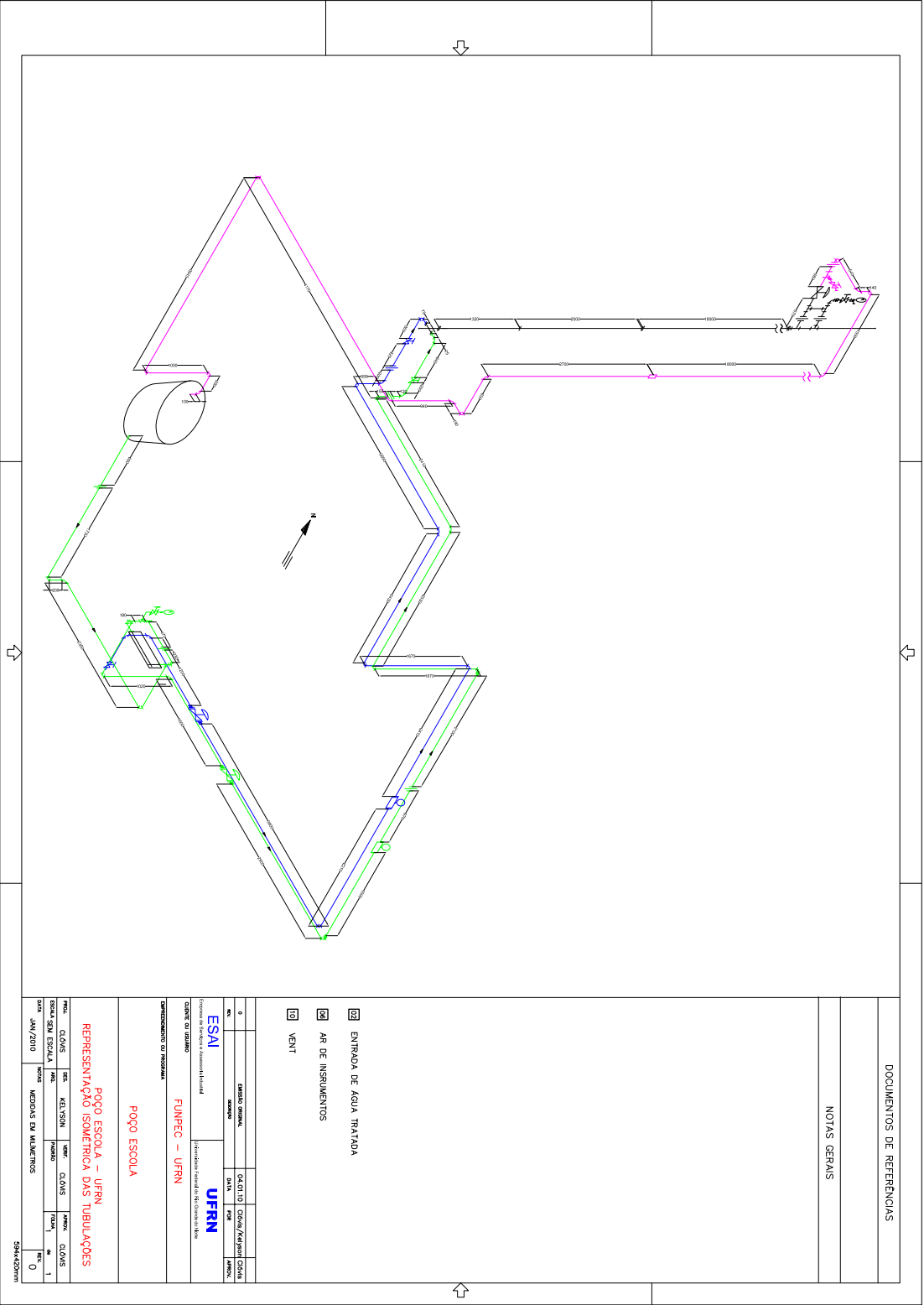
### ***Layouts, isométrico e fluxograma de engenharia***

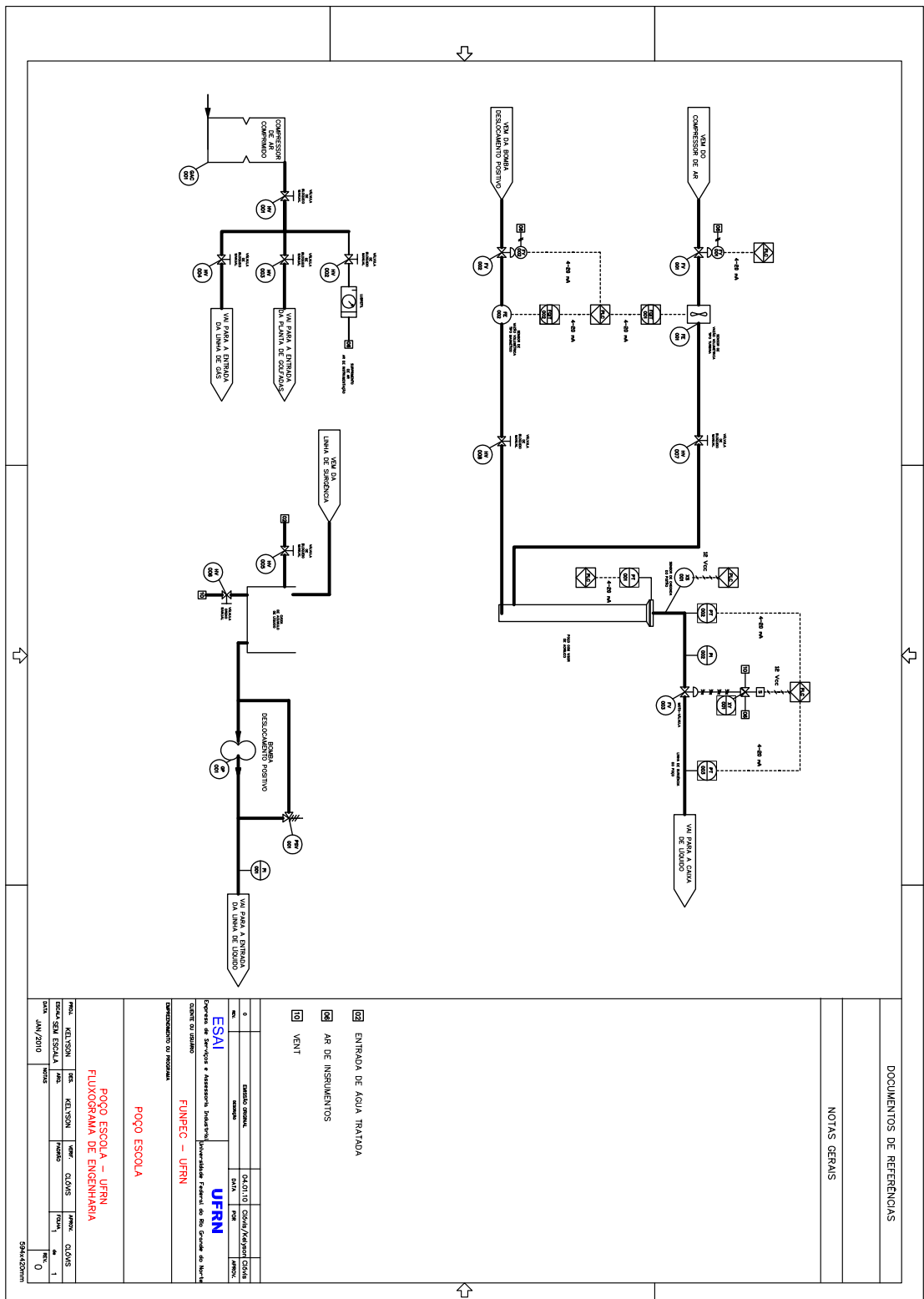
---

Próxima  
página









---

## Apêndice C

### Descrição dos equipamentos

---

As especificações dos equipamentos da Planta Piloto podem ser vistas a seguir:

- *Válvula de esfera tripartida passagem plena 1000 WOG MGA 2"*: Válvula de bloqueio de fluxo classe 300 indicada para utilização em diversos tipos de fluido em ampla faixa de temperatura e pressão, conforme norma ASME B16.34.

Tabela C.1: Válvula de esfera tripartida plena 1000 WOG MGA 2".

Características Técnicas	Válvula de Esfera
Pressão Nominal	300 PSI
Coefficiente de Fluxo	278
Rotação	90°
Alavanca	Aço cromado revestido com PVC azul
Rosca	NPT

- *Válvula esfera monobloco BSP 2"*: Válvula classe 300 (Figura 4.20), corpo em latão niquelado, esfera e haste em latão niquelado, passagem plena, vedação em PTFE e rosca BSP.2". Indicada para utilização em diversos tipos de fluido em ampla faixa de temperatura e pressão, conforme norma ASTM B-124.

Tabela C.2: Válvula de esfera Monobloco.

Características Técnicas	Válvula de Esfera
Pressão Nominal	435 PSI
Rotação	90°
Alavanca	Latão niquelado
Rosca	BSP

- *Pistão T-PAD (single PAD)*: O pistão T-pad é construído com tratamento térmico de ligas de aço AISI 4140 para uma maior durabilidade, fabricado com o padrão API *fishneck*, o que facilita a “pesca” do mesmo, quando necessário.



Tabela C.3: Pistão.

Características Técnicas	Pistão
Diâmetro externo do <i>tubing</i>	2-3/8"
Diâmetro externo do pistão	47,4 x 51,6 mm
Diâmetro externo do <i>fishneck</i>	1-3/8"

- *Válvula de controle FISHER*: As válvulas EZ (Figura 4.19 e 4.18) são de estilo de globo, com ligações finais integral, guias de poste e internos de troca rápida. Estas válvulas são utilizadas em aplicações de processamento químico ou de hidrocarbonetos ou em aplicações que requerem um controle de líquidos não lubrificantes, viscosos ou outros líquidos difíceis de manusear. Utiliza um posicionador de válvula eletropneumático

Tabela C.4: Válvula de controle *FISHER*.

Características Técnicas	Válvula de Esfera
Pressão Nominal	435 PSI
Conexão de Extremidades/Acoplamento	Flange 1"
Característica de Fluxo	Porcentagem igual; abertura rápida; linear
Classe de Pressão	250 de acordo com a ASME B 16.4
Peso	11Kg
CV	4,91 (ar) e 1,07 (água)

- *Transmissores de pressão*: Sob pressão um cristal piezoelétrico gera um campo elétrico, que cria um potencial elétrico entre dois eletrodos, que pode ser medido com um circuito. Feito com aço inoxidável (aço Inoxidável AISI 304), e é a prova de explosão (A2X) - Figura 4.14.

Tabela C.5: Transmissor de pressão.

Características Técnicas	Transmissor de pressão Modelo A2 da Willy Ashcroft
Precisão	0,50% sob temperaturas entre -20 até 85°C (B)
Conexão	1/2" NPT M
Sinal de Saída	4-20 mA
Escala	0 a 1000 psig
Alimentação	1-5 Vdc (5 mA)
Temperatura de Operação	-40° a 125° C
Vida Útil	10 milhões de operações

- *Bomba Helicoidal Weatherford*: Carcaça intermediária que permite a substituição do rotor sem desmontar a tubulação de entrada, bomba autoescorvante, alta resistên-

cia à abrasão e corrosão, níveis mínimos de ruído, capacidade para bombear fluidos de várias viscosidades à temperaturas elevadas, etc - Figura 4.22.

Tabela C.6: Bomba Helicoidal - deslocamento positivo

Características Técnicas	Bomba Helicoidal Série WHT (Modelo 32/F)
RPM Nominal	251
Pressão Máxima	6 kgf/cm <sup>2</sup>
Vol/ciclo	0,262 dm <sup>3</sup>
Conexão de Descarga	1 1/2"
Motor	Eberle 1,5cv trifásico

- *Compressor Schulz*: Unidade compressora a parafuso lubrificado, motor elétrico trifásico blindado, resfriador posterior, transmissão por correa, painel analógico com instrumentos de fácil leitura e resfriamento a ar projetado para operar em ambientes com temperaturas até 45°C - Figura 4.23.

Tabela C.7: Compressor à parafuso.

Características Técnicas	SCHULZ Modelo SRP 2050
Pressão Máxima	12 bar
Peso	790 Kg
Ruido	80dB(A)
Conexão de Descarga	1 1/2"
Potência	50 Hp
Vazão Efetiva	5240 l/m

- *Transmissor de vazão turbina*: É um instrumento de medição de vazão volumétrico. O elemento sensível à vazão é um rotor que gira a uma velocidade proporcional à velocidade do fluido. As palhetas do rotor geram pulsos elétricos e cada pulso representa o volume discreto do fluido, portanto, a frequência ou a repetição dos pulsos representa o valor de vazão instantânea e a totalização dos pulsos acumulados representa o volume total medido - Figura 4.16.
- *Transmissor de vazão eletromagnético*: Medidor cujo princípio de funcionamento é baseado na lei da indução de Faraday, possui um alto grau de desempenho em função das seguintes características: Os equipamentos não possuem peças móveis, eliminando problemas de desgaste ou travamento dos internos, não oferece obstrução à passagem do fluxo e virtualmente não apresenta perda de carga e possui módulos eletrônicos remotos que operam como conversores/computadores de vazão e fornecem aos usuários as funções de indicação instantânea da vazão, totalização, alarmes, etc - Figura 4.15.

Tabela C.8: Transmissor turbina.

Características Técnicas	Medidor de Vazão tipo Turbina Incontrol Modelo VTG050
Linearidade	Melhor do que $\pm 1,0\%$ FE
Repetitividade	$\pm 0,1\%$
Sinal de Saída	pulso ou 4-20 mA
Faixa de Medição	17,0 a 339,8 m <sup>3</sup> /h
Conexão ao Processo	flangeada
Temperatura de Operação	-30° a 180° C

Tabela C.9: Transmissor magnético

Características Técnicas	Medidor de Vazão Eletromagnético Incontrol Modelo VM006
Exatidão	$\pm 0,25\%$ F.E.
Sinal de Saída	pulso ou 4-20 mA
Faixa de Medição	0,03 - 1,01 m <sup>3</sup> /h
Condutividade do Líquido	5 $\mu$ S/cm, mínima
Conexão ao Processo	5 flangeada

- *Indicador Totalizador de Vazão*: Indicadores de vazão (Figura 4.17), com opções de transmissão e comunicação serial, é um computador de vazão universal micro-processado e com uma programação simples e amigável.

Tabela C.10: Indicador/totalizador de vazão.

Características Técnicas	Indicador Totalizador de Vazão Incontrol Modelo MEV-1000
Funções	Indicador de vazão instantânea/Totalizador
Programação	Via teclado frontal
Sinais de Entrada	Pick-up magnético, pulsos em onda quadrada e 4-20 mA;
Exatidão	< 0,1 % do valor lido
Alim. por Transmissor	24 Vcc para alimentação de transmissores a dois ou quatro fios
Temperatura Operação	-30 °C a 50 °C

- *Filtro de ar e regulador de pressão*: Alta eficiência na remoção de umidade. Devido ao sistema de defletores, a água e as partículas sólidas contidas no ar comprimido são totalmente separadas. A grande superfície do elemento filtrante garante baixa queda de pressão e aumento de sua vida útil - Figura 4.21.
- *Controlador Lógico Programável ZAP 500BX / Módulo de expansão ZEM-400*: Foi desenvolvido para atender aplicações de controle de processos e sequenciamento de máquinas. É formado por um módulo básico com 10 pontos de I/O digital, um módulo de interface Homem-Máquina com Teclado e Display (opcional) e um módulo de expansão (opcional) com mais 18 pontos de I/O. Pode possuir até 28 pontos de I/O

Tabela C.11: Filtro de ar e regulador de pressão.

Características Técnicas	Filtro/regulador conjugado Parker
Conexão	1/4" NPT
Faixa de Temperatura	0 - 52°C
Faixa de Pressão	0 a 10 bar
Granulação do Elemento Filtrante	40 micra

na sua configuração completa. O módulo ZEM-400 (módulo adicional) é uma placa de expansão de I/O desenvolvida para o ZAP 500 BX. Disponibiliza 18 pontos de I/O e ainda pode implementar funções de *data logger* - Figura 4.10.

Tabela C.12: CLP ZAP 500 BX.

Características Técnicas	CLP ZAP500BX/ Expansão ZEM400
Alimentação	Bateria 12 VDC / 7AH (interna)
Temperatura de Operação	0 a 65°C
Dimensões Externa	200 x 150 x 80 mm
Comunicação	RS232-C
Entradas Digitais	6 + 4 (ZEM400)
Saídas Digitais	4 + 4 (ZEM400)
Entradas Analógicas	8
Saídas Analógicas	2
Período de Amostragem	300µS
Display LCD	2 Linhas com 16 Caract.(backlight)
Resolução das Entradas Analógicas	10 bits
Resolução das Saídas Analógicas	8 bits

---

# Apêndice D

## Modelagem Mecânica

---

### Etapa 1.A: Subida da Golfada

As principais variáveis necessárias para descrever esta etapa são mostradas na Figura D.1.

#### (a) Equações de balanço

##### 1. Balanço da massa de líquido

Supõe-se que o líquido produzido pelo reservatório acumula-se no fundo da coluna de produção. Despreza-se os efeitos do gás que atravessa este volume de líquido. Assim, a taxa de variação no tempo do nível de líquido é dada por:

$$A_{tbg} \cdot \frac{d(H_{bup})}{dt} = Q_{lres} \quad (D.1)$$

onde,

$H_{bup}$  : nível de líquido no fundo da coluna (m)

##### 2. Balanço da massa de gás

Pela conservação da massa, a taxa de variação no tempo da massa de gás no volume de controle constituído pelo anular e pelo trecho da coluna de produção abaixo do

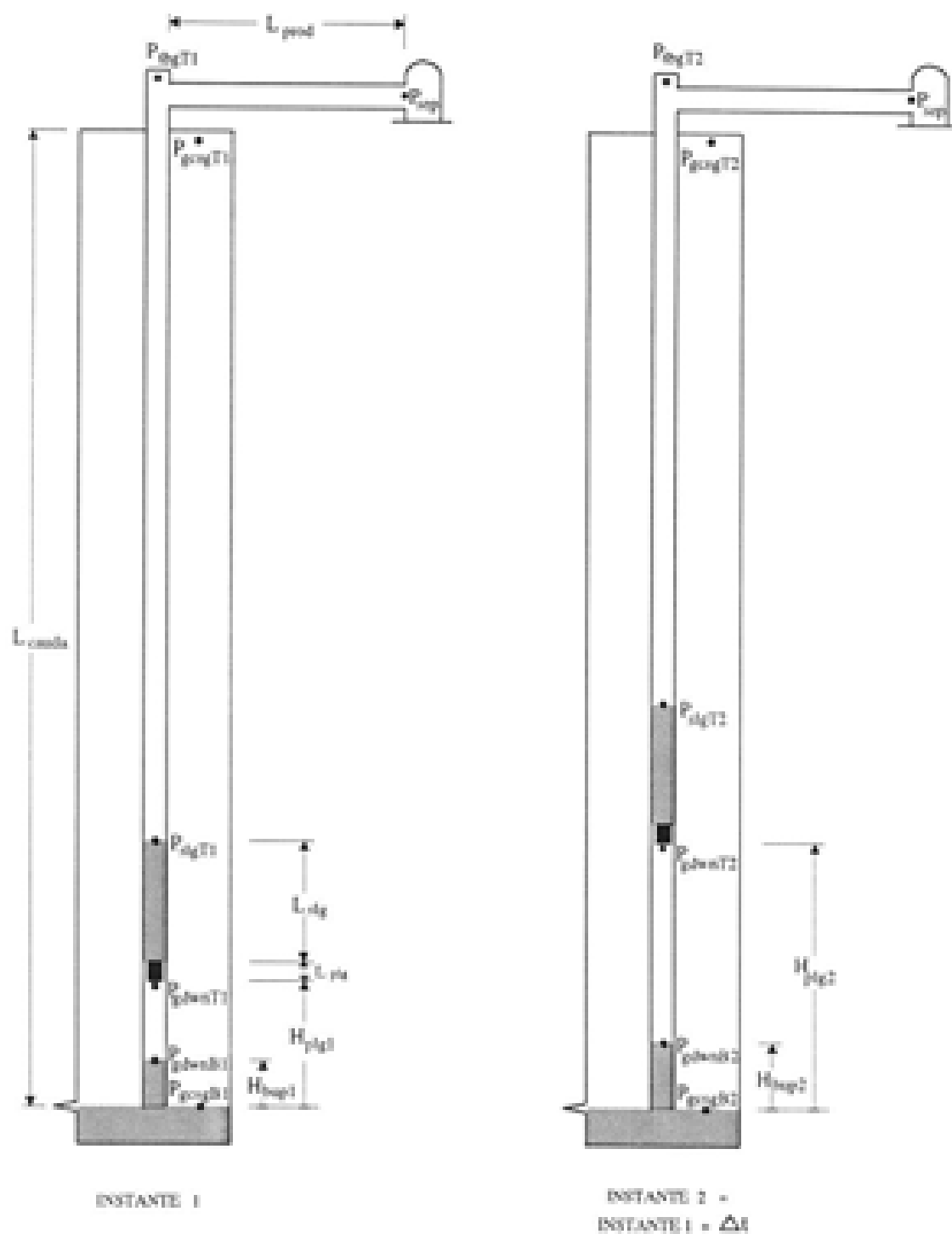


Figura D.1: Identificação das variáveis da etapa 1.A.

pistão, é igual à vazão mássica instantânea de gás produzida pelo reservatório:

$$\frac{d(m_{gcsG})}{dt} + \frac{d(m_{gdwn})}{dt} = \dot{m}_{gres} \quad (D.2)$$

onde,

$m_{gcsG}$  : massa de gás no anular (kg)

$m_{gdwn}$  : massa de gás na coluna de produção abaixo do pistão (kg)

$\dot{m}_{gres}$  : vazão mássica instantânea de gás do reservatório (kg/s)

### 3. Perda de carga no anular

$$P_{gcsGB} = P_{gcsGT} \cdot \exp\left(\frac{PM \cdot g \cdot L_{cauda}}{\overline{Z}_{gcsG} \cdot R \cdot \overline{T}_{gcsG}}\right) \quad (D.3)$$

onde,

$P_{gcsGB}$  : pressão no anular na extremidade da coluna (Pa)

$P_{gcsGT}$  : pressão no anular na superfície (Pa)

$L_{cauda}$  : comprimento da coluna de produção (m)

$\overline{Z}_{gcsG}$  : fator de compressibilidade médio do gás no anular (-)

$\overline{T}_{gcsG}$  : temperatura média do gás no anular (K)

Convém ressaltar que, aqui e ao longo de todo modelo, o fator de compressibilidade médio é calculado na pressão e temperatura média, e a pressão e temperatura média são a média aritmética de seus valores a montante e a jusante.

### 4. Perda de carga no líquido no fundo da coluna de produção

Desprezando-se os efeitos do gás que atravessa este volume de líquido, a pressão no topo do líquido é aproximada por:

$$P_{gdwnB} = P_{gcsGB} - \rho_l \cdot g \cdot H_{bup} \quad (D.4)$$

onde,

$P_{gdwnB}$  : pressão no topo do líquido no fundo da coluna (Pa)

### 5. Perda de carga na coluna de produção entre o líquido no fundo da coluna e o pistão

Levando-se em conta a fricção e a gravidade, a pressão a jusante pode ser calculada a partir da pressão e velocidade a montante, pela função F1:

$$P_{g_{down}B} = F1\{P_{g_{down}B}, T_{g_{down}B}, T_{g_{down}T}, (H_{plg} - H_{bup}), v_{g_{down}B}, 90^\circ\} \quad (D.5)$$

onde,

$P_{g_{down}T}$  : pressão na base do pistão (Pa)

$T_{g_{down}B}$  : temperatura no topo do líquido no fundo da coluna (K)

$T_{g_{down}T}$  : temperatura na base do pistão (K)

$H_{plg}$  : posição do pistão (m)

$v_{g_{down}B}$  : velocidade do gás no fundo da coluna (m/s)

### 6. Perda de carga no pistão e na golfada de líquido

A pressão no topo da golfada é a pressão na base do pistão menos a perda de pressão no pistão, menos a perda de pressão por gravidade e atrito na golfada, menos a perda de pressão pela aceleração da massa do pistão e da golfada:

$$P_{slgT} = P_{g_{down}T} - \Delta P_{plg} - \rho_l \cdot g \cdot L_{slg} - \frac{\rho_l \cdot \overline{f_{slg}} \cdot L_{slg} \cdot v_{slg} \cdot |v_{slg}|}{2 \cdot D_{tbg}} - \left( \rho_l \cdot L_{slg} + \frac{m_{plg}}{A_{tbg}} \right) \cdot a_{slg} \quad (D.6)$$

onde,

$P_{slgT}$  : pressão no topo da golfada (Pa)

$\Delta P_{plg}$  : perda de pressão no pistão (Pa)

$L_{slg}$  : comprimento da golfada (m)

$\overline{f_{slg}}$  : fator médio de atrito de Darcy-Weisbach da golfada (-)

$v_{slg}$  : velocidade da golfada (m/s)

$D_{tbg}$  : diâmetro interno da coluna de produção (m)

$m_{plg}$  : massa do pistão (kg)



$a_{slg}$  : aceleração da golfada ( $m/s^2$ )

A perda de pressão no pistão é calculada desprezando-se o atrito do mesmo com a coluna de produção:

$$\Delta P_{plg} = \frac{m_{plg} \cdot g}{A_{tgb}} \quad (D.7)$$

### 7. Perda de carga na coluna de produção entre a golfada e a superfície

A pressão a jusante é calculada pela função F1, com a velocidade do gás a montante igual à velocidade da golfada:

$$P_{tbgT} = F1\{P_{slgT}, T_{slgT}, T_{sup}, (L_{calda} - H_{plg} - L_{plg} - L_{slg}), v_{slg}, 90^\circ\} \quad (D.8)$$

onde,

$P_{tbgT}$  : pressão na coluna de produção na superfície (Pa)

$T_{slgT}$  : temperatura no topo da golfada (K)

$T_{sup}$  : temperatura na superfície (K)

$L_{plg}$  : comprimento do pistão (m)

### 8. Perda de carga na linha de produção

A pressão do separador é uma condição de contorno, e deve ser igual à pressão calculada pela função F1 com:

$$P_{sep} = F1\{P_{tbgT}, T_{sup}, T_{sup}, L_{prod}, v_{gproB}, 0^\circ\} \quad (D.9)$$

onde,

$P_{sep}$  : pressão do separador (Pa)

$L_{prod}$  : comprimento da linha de produção (m)

$v_{gproB}$  : velocidade do gás na linha de produção a montante (m/s)

**(b) Equações de fechamento****1. Vazão de líquido e gás do reservatório**

Considerando-se para a IPR a correlação de Vogel, com contrapressão na formação igual à pressão no anular na extremidade da coluna de produção, a vazão de líquido é dada por:

$$Q_{l_{res}} = Q_{max} \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{g_{csGB}}}{P_e} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{g_{csGB}}}{P_e} \right)^2 \right] \quad (D.10)$$

onde,

$Q_{l_{res}}$  : vazão máxima de líquido se a contrapressão zero na formação é zero (m<sup>3</sup>/s)

$P_e$  : pressão estática do reservatório (Pa)

A vazão de gás associado, nas mesmas condições de temperatura e pressão usadas na medida da RGL (usualmente adotados como 60 °F e 1 atm, e referidos como condição padrão ou “std”) é dada por:

$$Q_{g_{res}}^{std} = Q_{l_{res}} \cdot RGL \quad (D.11)$$

onde,

$Q_{g_{res}}^{std}$  : vazão de gás do reservatório na condição padrão (std m<sup>3</sup>/s)

A vazão mássica de gás é obtida multiplicando-se a vazão pela massa específica:

$$\dot{m}_{g_{res}} = \rho_g^{std} \cdot Q_{g_{res}} \quad (D.12)$$

**2. Massa de gás no anular, na coluna de produção abaixo do pistão e na coluna de produção acima da golfada**

As massas de gás relacionam-se com as suas respectivas pressões médias pela equação de estado:

$$\overline{P}_{gcs} \cdot A_{tcs} \cdot L_{cauda} = \overline{Z}_{gcs} \cdot \frac{m_{gcs}}{PM} \cdot R \cdot \overline{T}_{gcs} \quad (D.13)$$

$$\overline{P}_{gdn} \cdot A_{tbg} \cdot (H_{plg} - H_{bup}) = \overline{Z}_{gdn} \cdot \frac{m_{gdn}}{PM} \cdot R \cdot \overline{T}_{gdn} \quad (D.14)$$

$$\overline{P}_{gup} \cdot A_{tbg} \cdot (L_{cauda} - H_{plg} - L_{plg} - L_{slg}) = \overline{Z}_{gup} \cdot \frac{m_{gup}}{PM} \cdot R \cdot \overline{T}_{gup} \quad (D.15)$$

onde,

$\overline{P}_{gcs}$  : pressão média do gás no anular (Pa)

$\overline{P}_{gdn}$  : pressão média do gás na coluna de produção abaixo do pistão (Pa)

$\overline{Z}_{gdn}$  : fator de compressibilidade médio do gás na coluna de produção abaixo do pistão (-)

$\overline{T}_{gdn}$  : temperatura média do gás na coluna de produção abaixo do pistão (K)

$\overline{P}_{gup}$  : pressão média do gás na coluna de produção acima da golfada (Pa)

$\overline{Z}_{gup}$  : fator de compressibilidade médio do gás na coluna de produção acima da golfada (-)

$m_{gup}$  : massa de gás na coluna de produção acima da golfada (kg)

$\overline{T}_{gup}$  : temperatura média do gás na coluna de produção acima da golfada (K)

### 3. Velocidade do gás no fundo da coluna de produção

A velocidade do gás no fundo da coluna relaciona-se com a vazão mássica de gás nesse ponto:

$$\dot{m}_{gdnB} = \rho_{gdnB} \cdot v_{gdnB} \cdot A_{tbg} \quad (D.16)$$

onde,

$\dot{m}_{gdnB}$  : vazão mássica de gás no fundo da coluna de produção (kg/s)

$\rho_{gdnB}$  : massa específica do gás no fundo da coluna de produção (kg/m<sup>3</sup>)

A vazão mássica de gás no fundo da coluna é igual à taxa de variação no tempo da massa de gás no volume de controle constituído pelo trecho da coluna de produção abaixo do pistão:

$$\dot{m}_{gdnB} = \frac{d(m_{gdn})}{dt} \quad (D.17)$$

#### 4. Velocidade do gás na linha de produção a montante

Desprezando-se perdas de carga na passagem do gás da coluna para a linha de produção, pela equação da continuidade a velocidade do gás a montante é calculada por:

$$v_{g_{proB}} = v_{g_{upT}} \cdot \frac{A_{tbg}}{A_{prod}} \quad (D.18)$$

onde,

$v_{g_{upT}}$  : velocidade do gás no topo da coluna de produção (m/s)

$A_{prod}$  : área interna da linha de produção (m<sup>2</sup>)

A velocidade do gás no topo da coluna relaciona-se com a vazão mássica de gás nesse ponto:

$$\dot{m}_{g_{upT}} = \rho_{g_{upT}} \cdot v_{g_{upT}} \cdot A_{tbg} \quad (D.19)$$

onde,

$\dot{m}_{g_{upT}}$  : vazão mássica de gás no topo da coluna de produção (kg/s)

$\rho_{g_{upT}}$  : massa específica de gás no topo da coluna de produção (kg/m<sup>3</sup>)

A vazão mássica de gás no topo da coluna é igual a menos a variação da massa de gás no volume de controle constituído pelo trecho da coluna de produção acima da golfada:

$$\dot{m}_{g_{upT}} = - \frac{d(m_{g_{up}})}{dt} \quad (D.20)$$

#### 5. Massa específica do gás no fundo e no topo da coluna de produção

As massas específicas do gás são calculadas pela equação de estado:

$$\rho_{g_{dwnB}} = \frac{P_{g_{dwnB-PM}}}{Z_{g_{dwnB}} \cdot R \cdot T_{g_{dwnB}}} \quad (D.21)$$

$$\rho_{g_{upT}} = \frac{P_{tbgT} \cdot PM}{Z_{g_{upT}} \cdot R \cdot T_{sup}} \quad (D.22)$$

onde,

$Z_{g_{downB}}$  : fator de compressibilidade do gás no fundo da coluna de produção (-)

$Z_{g_{upT}}$  : fator de compressibilidade do gás no topo da coluna de produção (-)

## 6. Fator de atrito da golfada

O fator médio de atrito de Darcy-Weisbach da golfada é calculado, aqui e ao longo de todo o modelo, para o número de Reynolds médio, que por sua vez é calculado com a viscosidade média da golfada:

$$\overline{f_{slg}} = f\left(\overline{Re_{slg}}, \frac{\varepsilon}{D_{tbg}}\right) \quad (D.23)$$

onde,

$\overline{Re_{slg}}$  : número de Reynolds médio da golfada (-)

$\varepsilon$  : rugosidade absoluta da tubulação (m)

e,

$$\overline{Re_{slg}} = \frac{\rho_l \cdot |v_{slg}| \cdot D_{tbg}}{\mu_{slg}} \quad (D.24)$$

onde,

$\mu_{slg}$  : viscosidade média da golfada (Pa.s)

A viscosidade média da golfada é calculada na sua temperatura média, ponderando-se as viscosidades do óleo e da água.

## 7. Posição do pistão

A posição ( $H_{plg}$ ) relaciona-se com a sua velocidade por:

$$v_{slg} = \frac{d (H_{plg})}{dt} \quad (D.25)$$

## 8. Aceleração da golfada

A aceleração da golfada é calculada por sua definição:

$$a_{slg} = \frac{d (v_{slg})}{dt} \quad (D.26)$$

## 9. Outras relações

Para o cálculo do fator de compressibilidade, da temperatura e das viscosidades do óleo, da água e dos gás, nesta e em todas as outras etapas, foram utilizadas correlações empíricas. Mais detalhes em Baruzzi (1994).

## **Etapla 1.B: Produção da Golfada**

As principais variáveis necessárias para descrever esta etapa são mostradas na Fig.D.2.

### **(a) Equações de balanço**

As equações descritas na etapa anterior para o balanço de massa de líquido (Eq. D.1), balanço de massa de gás (Eq. D.2), perda de carga no anular (Eq. D.3), perda de carga no líquido no fundo da coluna de produção (Eq. D.4), e perda de carga na coluna de produção entre o pistão e o líquido no fundo da coluna (Eq. D.5), permanecem válidas nessa etapa.

### 1. Perda de carga no pistão e na golfada de líquido na coluna de produção

A pressão na coluna de produção na superfície é igual a pressão na base do pistão menos a perda de pressão no pistão, menos a perda de pressão por gravidade e atrito na golfada, menos a perda pela aceleração da massa do pistão e da golfada:

$$P_{tbgT} = P_{g_{dwnT}} - \Delta P_{plg} - \rho_l \cdot g \cdot L_{slgt} - \frac{\rho_l \cdot \overline{f_{slgt}} \cdot L_{slgt} \cdot v_{slgt} \cdot |v_{slgt}|}{2 \cdot D_{tbg}} - \left( \rho_l \cdot L_{slgt} + \frac{m_{plg}}{A_{tbg}} \right) \cdot a_{slgt} \quad (D.27)$$

onde,

$L_{slgt}$  : comprimento da golfada na coluna de produção (m)

$\overline{f_{slgt}}$  : fator médio de atrito de Darcy-Weisbach da golfada na coluna de produção (-)

$v_{slgt}$  : velocidade da golfada na coluna de produção (m/s)

$a_{slgt}$  : aceleração da golfada na coluna de produção (m/s<sup>2</sup>)

e a perda de pressão no pistão calculada como na Eq. D.7

### 2. Perda de carga na golfada de líquido na linha de produção

A partir dessa etapa considera-se sempre a presença de 3 curvas entre a coluna e a linha de produção, pois as velocidades envolvidas são grandes devido à forte aceleração dos fluidos nessa etapa. A perda de pressão nas curvas (localizada em conexões) é calculada assumindo que o diâmetro interno das conexões é igual ao diâmetro interno da coluna de produção.

A pressão a jusante da golfada na linha de produção é igual à pressão no topo da coluna de produção menos a perda de pressão nas curvas menos as perdas de pressão por atrito e aceleração da golfada:

$$P_{gproB} = P_{tbgT} - 1,5 \cdot \rho_l \cdot v_{slgt} \cdot |v_{slgt}| - \frac{\rho_l \cdot \overline{f_{slgp}} \cdot L_{slgp} \cdot v_{slgp} \cdot |v_{slgp}|}{2 \cdot D_{prod}} - \rho_l \cdot L_{slgp} + a_{slgp} \quad (D.28)$$

onde,

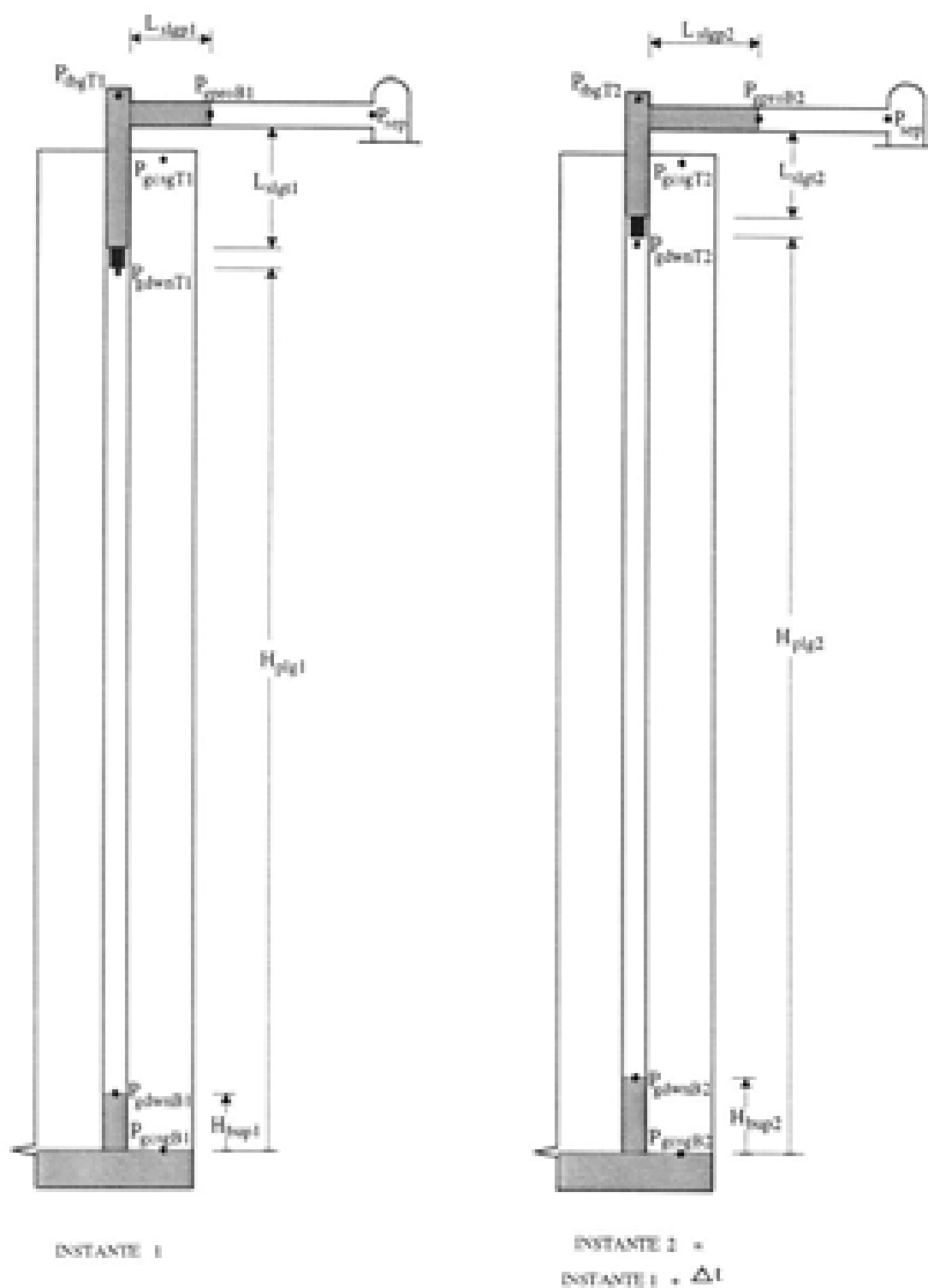


Figura D.2: Identificação das variáveis da etapa 1.B.



- $P_{g_{proB}}$  : pressão na frente da golfada na linha de produção (Pa)  
 $f_{slgp}$  : fator de atrito de Darcy-Weisbach da golfada na linha de produção (-)  
 $L_{slgp}$  : comprimento da golfada na linha de produção (m)  
 $v_{slgp}$  : velocidade da golfada na linha de produção (m/s)  
 $D_{prod}$  : diâmetro interno da linha de produção (m)  
 $a_{slgp}$  : aceleração da golfada na linha de produção (m/s<sup>2</sup>)

### 3. Perda de carga na linha de produção entre a golfada e o separador

A pressão do separador é uma condição de contorno, e deve ser igual à calculada pela função F1 com a velocidade do gás a montante igual à velocidade da golfada na linha de produção:

$$P_{sep} = F1\{P_{g_{proB}}, T_{sup}, T_{sup}, (L_{prod} - L_{slgp}), v_{slgp}, 0^o\} \quad (D.29)$$

#### (b) Equações de fechamento

As equações descritas na etapa anterior para a vazão de líquido e gás do reservatório (Eq. D.10 a D.12), massa de gás no anular e na coluna de produção abaixo da golfada (respectivamente Eq. D.13 e D.14), velocidade do gás no fundo da coluna de produção (Eq. D.16 e D.17) massa específica do gás no fundo da coluna (Eq. D.21), e posição do pistão (Eq. D.25, permanecem válidas nessa etapa.

#### 1. Comprimento da golfada na coluna de produção

O comprimento da golfada na coluna de produção varia com o tempo, e é igual a:

$$L_{slgt} = L_{cauda} - H_{plg} - L_{plg} \quad (D.30)$$

#### 2. Comprimento da golfada na linha de produção

Enquanto a golfada não alcançar o separador, o comprimento da mesma na linha de produção é calculado pela equação da continuidade: o volume de líquido na linha de produção é o volume inicial da golfada menos o volume de líquido na coluna de produção acima do pistão.

$$L_{slgp} = (L_{slg} - L_{slgt}) \cdot \frac{A_{tbg}}{A_{prod}} \quad (D.31)$$

Se a golfada alcançar o separador, então o seu comprimento é constante e igual ao comprimento da linha de produção.

### 3. Velocidade da golfada na linha de produção

A velocidade da golfada na linha de produção relaciona-se com a velocidade da golfada na coluna de produção pela equação da continuidade:

$$v_{slgp} = v_{slgt} \cdot \frac{A_{tbg}}{A_{prod}} \quad (D.32)$$

### 4. Fator de atrito da golfada na coluna e na linha de produção

O fator de atrito de Darcy-Weisbach da golfada na coluna e na linha de produção é calculado de modo similar às Eq. D.23 e D.24, levando-se em conta suas respectivas velocidades e temperaturas.

### 5. Aceleração da golfada na coluna e na linha de produção

A aceleração da golfada na coluna e na linha de produção é calculada por sua definição:

$$a_{slgt} = \frac{d(v_{slgt})}{dt} \quad (D.33)$$

$$a_{slgp} = \frac{d(v_{slgp})}{dt} \quad (D.34)$$

### Etapa 2.A: Produção de gás, com líquido na linha de produção

As principais variáveis necessárias para descrever esta etapa são mostradas na Figura D.3.

#### (a) Equações de balanço

As equações descritas na etapa 1.A para o balanço da massa de líquido (Eq. D.1), perda de carga no anular (Eq. D.3), e perda de carga no líquido no fundo da coluna de produção (Eq. D.4), permanecem válidas nessa etapa.

#### 1. Balanço da massa de gás

Pela conservação da massa, a taxa de variação no tempo da massa de gás no volume de controle constituído pelo anular, coluna de produção e pelo trecho da linha de produção do poço até a golfada, é igual à vazão mássica de gás produzida pelo reservatório:

$$\frac{d(m_{gcs})}{dt} + \frac{d(m_{gdn})}{dt} + \frac{d(m_{gpd})}{dt} = \dot{m}_{gres} \quad (D.35)$$

onde,

$m_{gpd}$  : massa de gás na linha de produção entre o poço e a golfada (kg)

#### 2. Perda de carga na coluna de produção

A pressão do gás na coluna de produção a jusante pode ser calculada a partir da pressão e velocidade a montante pela função F1:

$$P_{gdnT} = F1\{P_{gdnB}, T_{gdnB}, T_{sup}, (L_{cauda} - H_{bup}), v_{gdnB}, 90^\circ\} \quad (D.36)$$

A pressão na coluna de produção na superfície é obtida considerando-se a perda de pressão no pistão, que é calculada como na Eq. D.7 (o peso do pistão é equilibrado pelos esforços resultante do escoamento do gás pelo mesmo):

$$P_{tbgT} = P_{gdnT} - \Delta P_{plg} \quad (D.37)$$

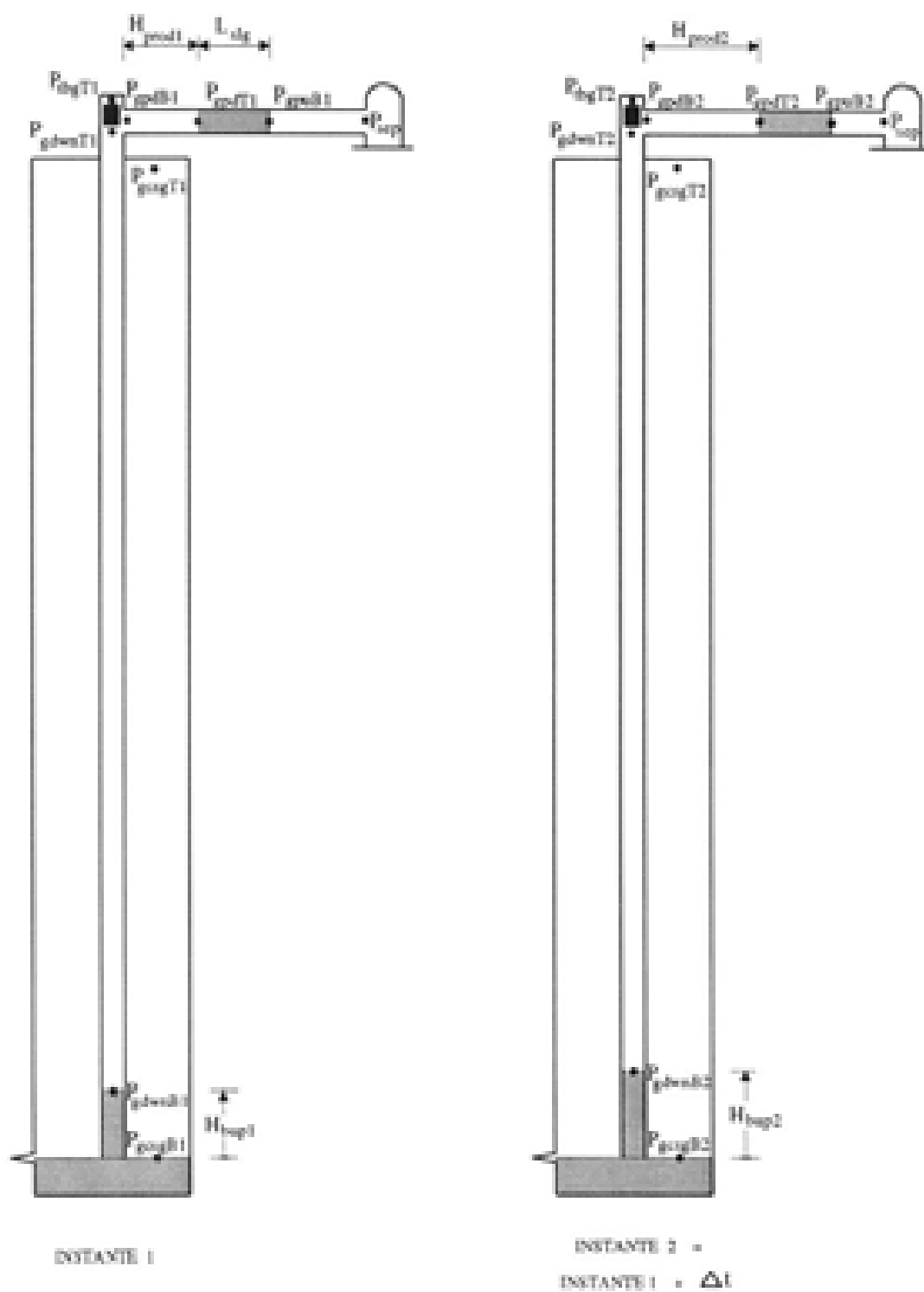


Figura D.3: Identificação das variáveis da etapa 2.A.

### 3. Perda de carga nas conexões na superfície entre a coluna e a linha de produção

Considerando-se 3 curvas entre a coluna e a linha de produção, a pressão na linha junto ao poço é:

$$P_{g_{pdB}} = P_{tbgT} - 1,5 \cdot \rho_{g_{tbgT}} \cdot v_{g_{tbgT}} \cdot |v_{g_{tbgT}}| \quad (D.38)$$

onde,

$P_{g_{pdB}}$  : pressão na linha de produção junto ao poço (Pa)

$\rho_{g_{tbgT}}$  : massa específica do gás no topo da coluna de produção (kg/m<sup>3</sup>)

$v_{g_{tbgT}}$  : velocidade do gás no topo da coluna de produção (m/s)

### 4. Perda de carga na linha de produção entre o poço e a golfada

A pressão a montante da golfada é calculada a partir da pressão e velocidade do gás na linha de produção junto ao poço pela função F1:

$$P_{g_{pdT}} = F1\{P_{g_{pdB}}, T_{sup}, T_{sup}, H_{prod}, v_{g_{pdB}}, 0^\circ\} \quad (D.39)$$

onde,

$P_{g_{pdT}}$  : pressão a montante da golfada (Pa)

$H_{prod}$  : distância do poço à golfada (m)

$v_{g_{pdB}}$  : velocidade do gás na linha de produção junto ao poço (m/s)

### 5. Perda de carga na golfada

A pressão a jusante da golfada é igual à pressão a montante menos a perda de pressão por atrito e aceleração da golfada:

$$P_{g_{puB}} = P_{g_{pdT}} - \frac{\rho_l \cdot f_{slgp} \cdot L_{slgp} \cdot v_{slgp} \cdot |v_{slgp}|}{2 \cdot D_{prod}} - \rho_l \cdot L_{slgp} \cdot a_{slgp} \quad (D.40)$$

onde,

$P_{g_{puB}}$  : pressão ajusante da golfada (Pa)

## 6. Perda de carga na linha de produção entre a golfada e o separador

A partir dessa etapa considera-se também a presença de 3 curvas conectando a linha de produção ao separador, devido à forte aceleração dos fluidos quando o líquido começar a ser produzido no separador. Assume-se que o diâmetro interno das conexões é igual ao diâmetro interno da linha de produção.

Enquanto a golfada não alcançar o separador, a pressão do mesmo deve ser igual à calculada pela função F1 com a velocidade do gás a montante igual à velocidade da golfada, menos as perdas nas 3 curvas:

$$P_{sep} = F1\{P_{gpuB}, T_{sup}, T_{sup}, (L_{prod} - H_{prod} - L_{slgp}), v_{slgp}, 0^\circ\} - 1,5 \cdot \rho_{gsep} \cdot v_{gupT} \cdot |v_{gpuT}| \quad (D.41)$$

onde,

$\rho_{gsep}$  : massa específica do gás na pressão do separador (kg/m<sup>3</sup>)

$v_{gpuT}$  : velocidade do gás na linha de produção junto ao separador (m/s)

Quando a golfada alcançar o separador, a pressão do mesmo deve ser igual à pressão a jusante da golfada menos a perda de pressão nas 3 curvas:

$$P_{sep} = P_{gpuB} - 1,5 \cdot \rho_l \cdot v_{slgp} \cdot |v_{slgp}| \quad (D.42)$$

### (b) Equações de fechamento

As equações descritas nas etapas anteriores para a vazão de líquido e gás do reservatório (Eq. D.10 a D.12), massa de gás no anular (Eq. D.13), velocidade do gás no fundo da coluna de produção (Eq. D.16 e D.17), massa específica do gás no fundo da coluna (Eq. D.21), e aceleração da golfada na linha de produção (Eq. D.34), permanecem válidas nesta etapa.

## 1. Massa de gás na coluna de produção e na linha de produção entre o poço e a golfada

As massas de gás relacionam-se com suas respectivas pressões médias pela equação

de estado:

$$\overline{P_{g_{dwn}}} \cdot A_{tbg} \cdot (L_{cauda} - H_{bup}) = \overline{Z_{g_{dwn}}} \cdot \frac{m_{g_{dwn}}}{PM} \cdot R \cdot \overline{T_{g_{dwn}}} \quad (D.43)$$

$$\overline{P_{g_{pd}}} \cdot A_{prod} \cdot H_{prod} = \overline{Z_{g_{pd}}} \cdot \frac{m_{g_{pd}}}{PM} \cdot R \cdot \overline{T_{sup}} \quad (D.44)$$

onde,

$\overline{P_{g_{pd}}}$  : pressão média do gás na linha de produção entre o poço e a golfada (Pa)

$\overline{Z_{g_{pd}}}$  : fator de compressibilidade médio do gás na linha de produção entre o poço e a golfada (-)

## 2. Velocidade do gás no topo da coluna de produção

A velocidade do gás no topo da coluna de produção relaciona-se com a vazão mássica de gás nesse ponto:

$$\dot{m}_{g_{tbgT}} = \rho_{g_{tbgT}} \cdot v_{g_{tbgT}} \cdot A_{tbg} \quad (D.45)$$

onde,

$\dot{m}_{g_{tbgT}}$  : vazão mássica de gás no topo da coluna de produção (kg/s)

A vazão mássica de gás no topo da coluna é obtido por um balanço de massa de gás no volume de controle constituído pela coluna de produção:

$$\frac{d(m_{g_{dwn}})}{dt} = \dot{m}_{g_{dwnB}} - \dot{m}_{g_{tbgT}} \quad (D.46)$$

## 3. Velocidade do gás na linha e produção junto ao poço

A velocidade do gás na linha de produção junto ao poço relaciona-se com a velocidade do gás no topo da coluna de produção pela equação da continuidade:

$$v_{g_{pdB}} = v_{g_{tbgT}} \cdot \frac{\rho_{g_{tbgT}}}{\rho_{g_{pdB}}} \cdot \frac{A_{tbg}}{A_{prod}} \quad (D.47)$$

onde,

$\rho_{gpdB}$  : massa específica do gás na linha de produção junto ao poço (kg/m<sup>3</sup>)

#### 4. Velocidade do gás na linha de produção junto ao separador

A velocidade do gás junto ao separador é aproximada fazendo-se a vazão mássica nesse ponto igual à vazão mássica do gás a montante junto à golfada:

$$v_{gupT} = v_{slgP} \cdot \frac{\rho_{gupB}}{\rho_{gsep}} \quad (D.48)$$

onde,

$\rho_{gupB}$  : massa específica do gás na linha de produção a jusante da golfada (kg/m<sup>3</sup>)

#### 5. Massa específica do gás no topo da coluna de produção, na linha de produção junto ao poço e no separador

As massas específicas do gás são calculadas pela equação de estado:

$$\rho_{gtbgT} = \frac{P_{tbgT} \cdot PM}{Z_{gtbgT} \cdot R \cdot T_{sup}} \quad (D.49)$$

$$\rho_{gpdB} = \frac{P_{gpdB} \cdot PM}{Z_{gpdB} \cdot R \cdot T_{sup}} \quad (D.50)$$

$$\rho_{gpuB} = \frac{P_{gpuB} \cdot PM}{Z_{gpuB} \cdot R \cdot T_{sup}} \quad (D.51)$$

$$\rho_{gsep} = \frac{P_{sep} \cdot PM}{Z_{gsep} \cdot R \cdot T_{sup}} \quad (D.52)$$

onde,

$Z_{gtbgT}$  : fator de compressibilidade do gás no topo da coluna de produção (-)

$Z_{gpdB}$  : fator de compressibilidade do gás na linha de produção junto ao poço (-)

$Z_{gpuB}$  : fator de compressibilidade do gás na linha de produção a jusante da golfada (-)

$Z_{gsep}$  : fator de compressibilidade do gás no separador (-)



## 6. Posição da golfada

A posição da golfada relaciona-se com sua velocidade por:

$$v_{slgp} = \frac{d(H_{prod})}{dt} \quad (D.53)$$

## 7. Comprimento da golfada

Enquanto a golfada não alcançar o separador, o seu comprimento é constante e relaciona-se com o comprimento inicial da golfada na coluna pela equação da continuidade:

$$L_{slgp} = L_{slg} \cdot \frac{A_{tbg}}{A_{prod}} \quad (D.54)$$

Quando a golfada já tiver alcançado o separador, o seu comprimento varia com o tempo e é igual a:

$$L_{slgp} = L_{prod} - H_{prod} \quad (D.55)$$

## 8. Fator de atrito da golfada

O fator de atrito de Darcy-Weisbach da golfada é calculado de modo similar às Eq. D.23 e D.24, levando-se em conta sua velocidade e temperatura.

### **Etapa 2.B: Produção de gás, sem líquido na linha de produção**

As principais variáveis necessárias para descrever esta etapa são mostradas na figura D.4.

#### **(a) Equações de balanço**

As equações descritas nas etapas anteriores para o balanço de massa de líquido (Eq. D.1), perda de carga no anular (Eq. D.3), perda de carga no líquido no fundo da coluna de produção (Eq. D.4), perda de carga na coluna de produção (Eq. D.36 e D.37), e perda de carga nas conexões no poço na superfície (Eq. D.38), permanecem válidas nesta etapa.

#### **1. Balanço de massa de gás**

Pela conservação da massa, a taxa de variação no tempo da massa de gás no volume de controle constituído pelo anular, coluna de produção e linha de produção, é igual à vazão mássica de gás que entra menos a que sai do volume de controle:

$$\frac{d(m_{gcs})}{dt} + \frac{d(m_{gdn})}{dt} + \frac{d(m_{gpd})}{dt} = \dot{m}_{gres} - \dot{m}_{gsep} \quad (D.56)$$

onde,

$\dot{m}_{gsep}$  : vazão mássica de gás no separador (kg/s)

#### **2. Perda de carga na linha de produção entre a golfada e o separador**

A pressão no separador deve ser igual à calculada pela função F1 com a pressão e velocidade do gás a montante, menos as perdas nas 3 curvas junto ao separador:

$$P_{sep} = F1\{P_{gpdB}, T_{sup}, T_{sup}, L_{prod}, v_{gpdB}, 0^o\} - 1,5 \cdot \rho_{gsep} \cdot v_{gsep} \cdot |v_{gsep}| \quad (D.57)$$

onde,

$v_{gsep}$  : velocidade do gás na linha de produção junto ao separador (m/s)

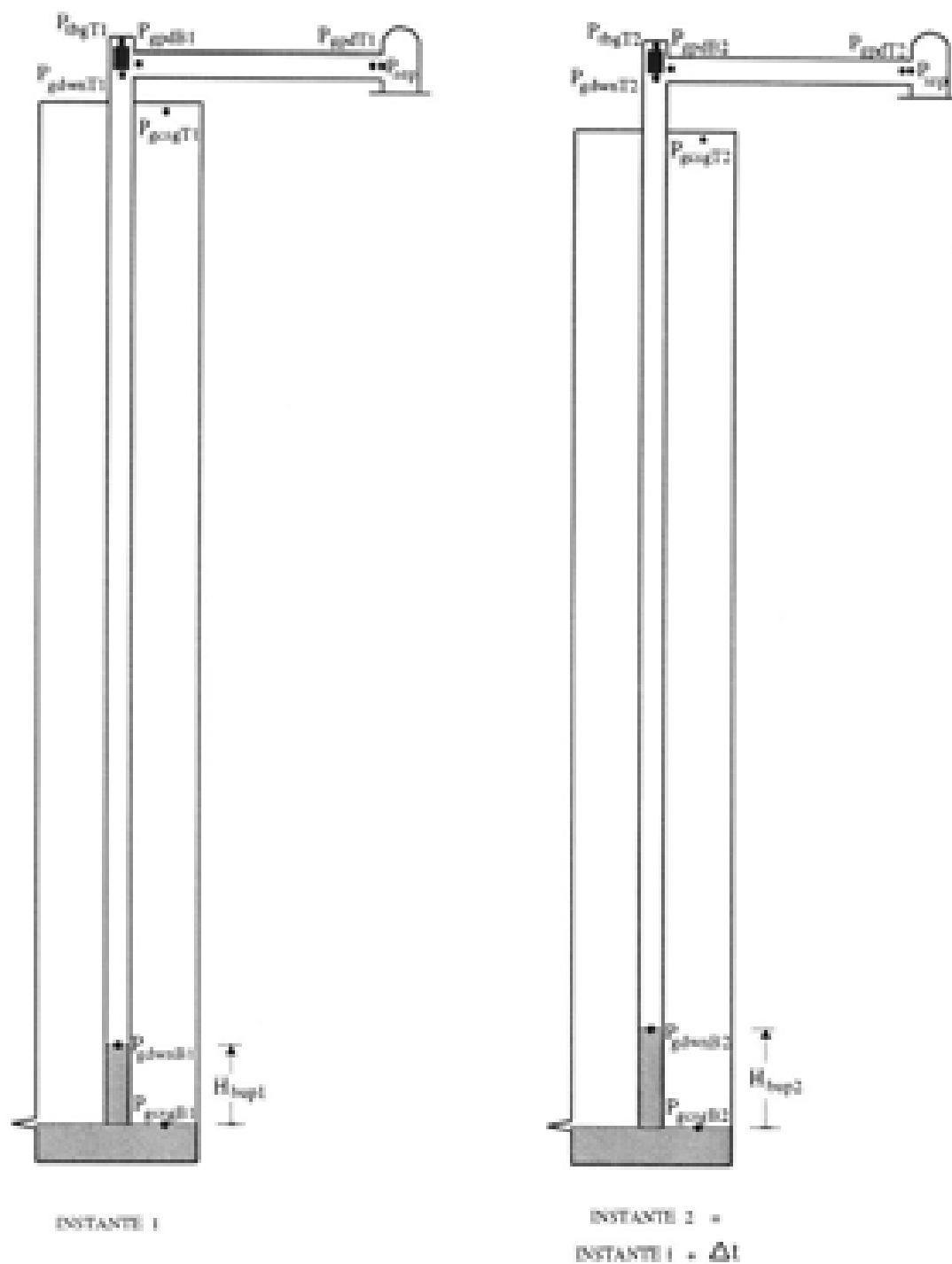


Figura D.4: Identificação das variáveis da etapa 2.B.

### (b) Equações de fechamento

As equações descritas nas etapas anteriores para a vazão de líquido e gás do reservatório (Eq. D.10 a D.12), massa de gás no anular e na coluna de produção (Eq. D.13 e D.43), velocidade do gás no fundo da coluna de produção (Eq. D.16 e D.17), velocidade do gás no topo da coluna de produção (Eq. D.45 e D.46), velocidade do gás na linha de produção junto ao poço (Eq. D.47), massa específica do gás no fundo e no topo da coluna de produção (Eq. D.21 e D.49), massa específica do gás na linha de produção junto ao poço e junto ao separador (Eq. D.50 e D.52), permanecem válidas nessa etapa.

#### 1. Massa de gás na linha de produção

A massa de gás na linha de produção relaciona-se com a sua pressão média pela equação de estado:

$$\overline{P}_{gpd} \cdot A_{prod} \cdot L_{prod} = \overline{Z}_{gpd} \cdot \frac{m_{gpd}}{PM} \cdot R \cdot T_{sup} \quad (D.58)$$

#### 2. Velocidade do gás na linha de produção junto ao separador

A velocidade do gás na linha de produção junto ao separador relaciona-se com a vazão mássica de gás nesse ponto:

$$\dot{m}_{gsep} = \rho_{gsep} \cdot v_{gsep} \cdot A_{prod} \quad (D.59)$$

### **Etapa 3: crescimento de pressão (*build-up*)**

As principais variáveis necessárias para descrever esta etapa são mostradas na Figura D.5.

#### (a) Equações de balanço

As equações descritas na etapa 1.A para o balanço de massa de líquido (Eq. D.1), perda de carga no anular, (Eq. D.3) e perda de carga no líquido no fundo da coluna de

produção (Eq. D.4), permanecem válidas nessa etapa.

### 1. Balanço da massa de gás

Pela conservação da massa, a taxa de variação no tempo da massa de gás no volume de controle constituído pelo anular e pela coluna de produção, é igual à vazão mássica instantânea de gás produzida pelo reservatório:

$$\frac{d(m_{gcs})}{dt} + \frac{d(m_{gtg})}{dt} = \dot{m}_{gres} \quad (D.60)$$

onde,

$m_{gtg}$  : massa de gás na coluna de produção (kg)

### 2. Perda de carga na coluna de produção

A pressão na coluna de produção na superfície é calculada a partir da pressão no topo do líquido no fundo da coluna considerando apenas a pressão de uma coluna estática de gás:

$$P_{tgT} = \frac{P_{gdnB}}{\exp\left[\frac{PM \cdot g \cdot (L_{cauda} - H_{bup})}{Z_{gdn} \cdot R \cdot T_{gdn}}\right]} \quad (D.61)$$

### (b) Equações de fechamento

As equações descritas na Etapa 1.A para a vazão de líquido e gás do reservatório (Eq. D.10 a D.12), e massa de gás no anular, permanecem válidas nesta etapa.

#### 1. Massa de gás na coluna de produção

A massa de gás na coluna de produção relaciona-se com sua pressão média pela equação de estado:

$$\overline{P}_{gtg} \cdot A_{tg} \cdot (L_{cauda} - H_{bup}) = \overline{Z}_{gtg} \cdot \frac{m_{gtg}}{PM} \cdot R \cdot \overline{T}_{gtg} \quad (D.62)$$

onde,

$\overline{P}_{gtg}$  : pressão média do gás na coluna de produção (Pa)

$\overline{Z}_{gtg}$  : fator de compressibilidade médio do gás na coluna de produção (-)

$\overline{T}_{gtg}$  : temperatura média do gás na coluna de produção (K)

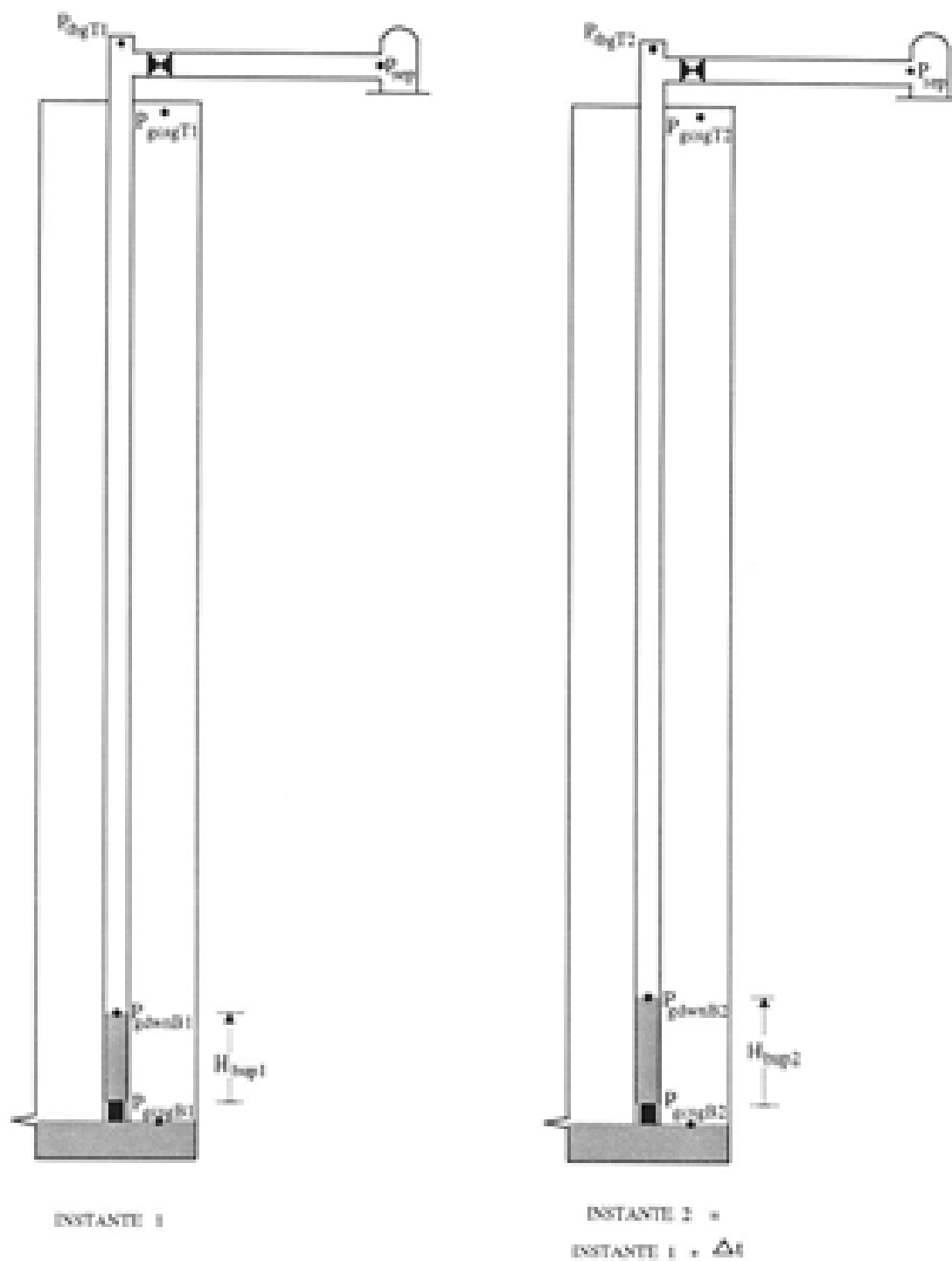


Figura D.5: Identificação das variáveis da etapa 3.

## 2. Tempo de queda do pistão da superfície à extremidade da coluna

O tempo de queda do pistão pode ser estimado pela velocidade média de queda do mesmo no gás e no líquido:

$$t_{qplg} = \frac{L_{cauda} - H_{bup}}{v_{qgas}} + \frac{H_{bup}}{v_{qliq}} \quad (D.63)$$

onde,

$t_{qplg}$  : tempo gasto pelo pistão para ir da superfície à extremidade da coluna (s)

$v_{qgas}$  : velocidade média de queda do pistão através do gás (m/s)

$v_{qliq}$  : velocidade média de queda do pistão através do líquido (m/s)

---

# Apêndice E

## Glossário de Termos em Inglês

---

- **Afterflow ou blowdown:** período de produção de gás após a chegada do pistão à superfície.
- **Bottom hole bumper spring:** mola localizada no fundo do poço com o propósito de absorver o impacto de chegada do pistão.
- **Build up:** etapa de aumento da pressão durante o fechamento da válvula de controle de ciclo.
- **By-pass:** caminho alternativo por onde se pode fazer fluir um líquido, por exemplo, alternativamente a um caminho principal.
- **Catcher:** válvula localizada no lubrificador que “segura” o pistão quando este chegar à superfície para sua remoção.
- **Fallback:** escorregamento de líquido na coluna de produção.
- **Motor valve:** válvula de controle do ciclo do *plunger lift*.
- **Open time:** etapa em que a válvula de controle de ciclo se abre dando início à subida do pistão.
- **Plunger:** pistão.
- **Producing:** etapa em que o líquido está sendo produzindo na linha de surgência.
- **Tubing:** coluna de produção.
- **Tubing stop/seating nipple:** peça feita com material especializado (uso em ambiente corrosivos) localizada no fundo do poço para garantir a sua sustentação, também chamada de “batedor”.