

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Guilherme de
Almeida Peixoto e aprovada
pela comissão julgadora em 13/12/1995.

: F. J. S.
ORIENTADOR

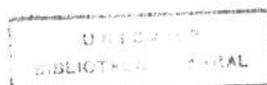
Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
como Requisito Parcial para a Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

**OTIMIZAÇÃO DO DIMENSIONAMENTO DE GAS LIFT
CONTÍNUO EM POÇOS MARÍTIMOS**

45/95

Autor: Guilherme de Almeida Peixoto
Orientador: Francisco José S. Alhanati

Dezembro de 1995



UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	P359o
V.	
I.	27429
PREV.	667/96
	X
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	25/04/96
N.º CPD	

CM-00087103-4

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

P359o Peixoto, Guilherme de Almeida
Otimização do dimensionamento de GAS LIFT
contínuo em poços marítimos / Guilherme de Almeida
Peixoto.--Campinas, SP: [s.n.], 1995.

Orientador: Francisco José Soares Alhanati.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

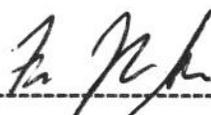
1. Poços de petróleo. 2. Engenharia do petróleo.
3. Petróleo em terras submersas. I. Alhanati, Francisco
José Soares. II. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

A dissertação “Otimização do Dimensionamento de *Gas Lift* Contínuo em Poços Marítimos” elaborada por Guilherme de Almeida Peixoto foi aceita pela Subcomissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 13 de dezembro de 1995

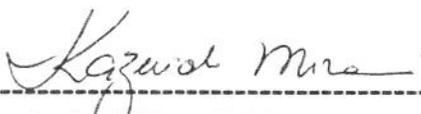
Banca Examinadora



Francisco José S. Alhanati, Ph.D.



Denis José Schiozer, Ph.D.



Kazuioishi Minami, Ph.D.

RESUMO

O desenvolvimento da produção de petróleo em campos marítimos em todo o mundo é crescente, e o *gas lift* contínuo (GLC) é o único método de elevação artificial de petróleo extensivamente testado para uso em poços submarinos.

Uma revisão conceitual sobre fundamentos do GLC e sobre um método específico de dimensionamento para poços marítimos foi apresentada. Pretendeu-se com isso fornecer uma visão abrangente sobre o tema do trabalho, incorporando o que de mais recente foi publicado na literatura, inclusive no que se refere a modelos para previsão do desempenho das válvulas operadas pela pressão do revestimento, e a critérios para análise da estabilidade da produção em poços com GLC.

Uma metodologia para otimização do dimensionamento de GLC em poços marítimos foi proposta. Para isto, assumiu-se que a injeção de gás para a elevação dos fluidos produzidos deve ser feita em um único ponto de injeção, mas variável ao longo do tempo, adaptando-se à depleção natural do reservatório. Assumiu-se também que são disponíveis métodos eficientes para a descarga inicial do fluido de amortecimento presente no poço, utilizando-se fontes de gás a alta pressão.

Foram desenvolvidos critérios para a seleção adequada de parâmetros críticos no dimensionamento de GLC. Entre estes parâmetros estão o diâmetro de sede das válvulas de *gas lift* e os diferenciais de pressão de revestimento requeridos para sua abertura. Novos mapas dos regimes de fluxo em válvulas de *gas lift* foram apresentados.

Foram discutidos os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta a casos típicos da Bacia de Campos. Concluiu-se que a utilização de menor número de mandris e válvulas com grandes diâmetros de sede (3/8" a 1/2") pode levar a condições estáveis de operação e a produções acumuladas de óleo mais elevadas que as obtidas com a atual metodologia de projeto, que privilegia o uso de válvulas com diâmetros de sede reduzidos, tipicamente de 1/4" e de 5/16".

ABSTRACT

Petroleum production development around the world is growing in offshore areas and continuous flow gas lift (CGL) is the only extensively used method for subsea completed wells.

A procedure for optimization of the design of CGL for offshore wells was presented. In this procedure, it is assumed that lift gas will be injected into tubing through a single point which varies with time, adapting to changing reservoir conditions. It is also assumed that high pressure gas is available for unloading.

Criteria were developed to select critical CGL design parameters, including valve port sizes and casing pressure differentials required for opening the valves completely. A new flow regime map for casing pressure operated valves was presented.

The proposed procedure was applied to typical Campos Basin wells, and the results were discussed.

It was concluded that the use of only one or two production mandrels with large port valves could result in greater cumulative oil production than those obtained with the past procedures, that use more mandrels and valves with smaller port sizes. Operational stability was verified, and it was concluded that usually stable conditions are possible even with large valve port sizes, mainly because of the high productivity index of offshore wells.

AGRADECIMENTOS

Poucas são as oportunidades na vida onde podemos registrar nosso agradecimento a pessoas que contribuíram para que etapas importantes em nossa formação pessoal e profissional fossem ultrapassadas. Eu não poderia deixar passar mais uma delas em branco.

Ao Dr. Francisco Alhanati, pela dedicação, participação, orientação e incentivo constantes durante o transcorrer deste trabalho.

Ao Dr. Denis Schiozer, ao Dr. Kazuiohi Minami e ao Dr. Sérgio Bordalo, pelas sugestões e pela participação na qualificação e defesa da tese .

Aos professores, funcionários e colegas do curso de Engenharia de Petróleo da UNICAMP, pelo convívio saudável, amigável e enriquecedor nestes quase dois anos de mestrado.

Aos Eng. Attilio Triggia, Alcino Almeida e Divonsir Lopes, por disponibilizarem arquivos pessoais com artigos, livros e rotinas computacionais.

A diversos colegas da Petrobras, em especial aos Eng. Marcelo Padrão e Edson Capucci, pelo fornecimento de dados e dimensionamento de poços com GLC.

Aos Eng. Glauco Barbosa, João Siqueira, Célio Gurgel, Kazuiohi Minami, José Antônio da Silva, Brenno Romano, José Ailton Prince, Paulo Carvalho, Edson Capucci, Francisco Alhanati e Sérgio Fonseca, meus primeiros mestres na arte do *gas lift* e do fluxo multifásico, e com quem aprendi a gostar destes assuntos.

À Petrobras, pelo suporte e, especialmente aos Eng. Paulo Nolasco e Carlos Tadeu Fraga, pela liberação para mais esta oportunidade de reciclagem profissional.

Aos colegas Paulo Carvalho e José Adilson Tenório e à Diná Silva, pelas dicas e infra-estrutura fornecidas durante a estada em Campinas.

Aos meus pais, José Américo e Regina, avós, tios, irmãos e “amigos do peito”, pelo apoio constante em toda a minha vida.

À minha mulher e filhos, Maria Clara, Tomás, Clarissa e Tales, pela presença e participação ao meu lado em todos estes momentos.

“Vou citar Sérgio Cabral que citou Roger Bastide.....que dizia que a maior demonstração de solidariedade no mundo é o canto coral. Nele todos dependem de cada um e cada um depende de todos. Hoje, me lembrando disso, sinto que a solidariedade talvez tenha sido a causa da nossa longevidade. Cantar em conjunto é um prazer mas também é uma responsabilidade. E é esta noção, a mais democrática possível, de que cada um depende de todos e todos de um, que faz com que o MPB-4 continue sendo coerente e forte nos seus propósitos de união e respeito mútuo. E disso eu me orgulho.....”

Magro, em “Arte de cantar”, disco comemorativo dos 30 anos do conjunto vocal MPB-4, em 1995.

Aos companheiros da antiga RPSE/DIROL.

Dedico este trabalho a Maria Clara e a Regina Peixoto, pela inspiração terrena e divina.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	xi
LISTA DE SIGLAS E TERMOS ESPECIAIS.....	xii
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	01
1.1 - Conceitos Básicos.....	01
1.2 - Dimensionamento de instalações de GLC.....	04
1.3 - Objetivo do trabalho	06
1.4 - Motivação do trabalho	06
CAPÍTULO 2 - REVISÃO DA LITERATURA.....	08
CAPÍTULO 3 - FUNDAMENTOS PARA DIMENSIONAMENTO DE GLC	27
3.1 - Curva de Lugar Geométrico dos Pontos de Injeção (LGPI).....	27
3.2 - Válvulas de <i>gas lift</i>	30
3.2.1 - Abordagem tradicional.....	30
3.2.2 - Comportamento dinâmico	33
3.2.2.1 - Modelos propostos na Universidade de Tulsa	33
3.2.2.2 - Mapa de tipo de comportamento das válvulas	36
3.2.2.3 - Modelo proposto por Winkler & Eads (1993)	38
3.2.3 - Problemas operacionais em válvulas	42
3.3 - Estabilidade da produção em poços com GLC.....	44
3.4 - Métodos alternativos para a descarga de poços.....	49
CAPÍTULO 4 - MÉTODO PETROBRAS PARA DIMENSIONAMENTO DE GLC EM POÇOS MARÍTIMOS.....	51
4.1 - Descrição do método.....	51
4.2 - Restrições para utilização do método.....	59
4.2.1 - Critérios atuais para seleção dos parâmetros de projeto.....	59
CAPÍTULO 5 - ANÁLISE E SELEÇÃO DE PARÂMETROS CRÍTICOS NO PROJETO DE GLC.....	64
5.1 - Influência do Δl e da especificação da válvula.....	65
5.1.1 - Determinação da pressão de calibração da válvula.....	65

5.1.2 - Mapa dos regimes de fluxo em válvulas de <i>gas lift</i>	71
5.2 - Análise da operação futura da válvula.....	75
5.3 - Análise da estabilidade da produção com GLC.....	79
5.4 - Critérios recomendados para seleção dos parâmetros de projeto.....	79
5.4.1 - Definição do $\Delta 1$ e especificação da válvula.....	79
5.4.2 - Definição do $\Delta 2$ e espaçamento mínimo entre os mandris.....	81
5.5 - Metodologia para otimização do projeto de colunas de GLC.....	81
CAPÍTULO 6 - APLICAÇÃO A CASOS TÍPICOS DA BACIA DE CAMPOS....	87
6.1 - Simuladores utilizados para o dimensionamento de GLC.....	87
6.2 - Casos típicos analisados.....	89
6.3 - Resultados obtidos.....	92
6.3.1 - Poço típico 1 : IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - válvulas de 1 1/2”.....	95
6.3.2 - Poço típico 1 : IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - válvulas de 1 1/2”.....	105
6.3.3 - Poço típico 2 : uso de válvulas de <i>gas lift</i> de 1 1/2” e de 1”	114
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	120
NOMENCLATURA.....	124
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	127
ANEXO A - Critérios para análise da estabilidade em poços com GLC.....	132
ANEXO B - Determinação das profundidades dos mandris e especificação de válvulas.....	143
ANEXO C - Resultados obtidos nas simulações de casos típicos da Bacia de Campos.....	146
ANEXO D - Tabela de conversão de unidades para o Sistema Internacional (SI)	171

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Esquema de poço para produção por <i>gas lift</i>	02
Figura 1.2 - Mandril com válvula de <i>gas lift</i> insertável.....	03
Figura 1.3 - Evolução do número de poços e do GLC na Bacia de Campos.....	07
Figura 2.1 - Variação da vazão de líquido com o diferencial de pressão de injeção.....	10
Figura 2.2 - Determinação do envelope em torno do ponto de injeção.....	10
Figura 2.3 - Curvas de desempenho do <i>gas lift</i> (pressão de injeção variável).....	14
Figura 2.4 - Efeito da pressão de injeção na potência de compressão.....	14
Figura 2.5 - Curvas de desempenho do <i>gas lift</i> (BSW variável).....	19
Figura 2.6 - Vazões de produção em condições variáveis de reservatório.....	19
Figura 3.1 - Curva de Lugar Geométrico dos Pontos de Injeção (LGPI).....	29
Figura 3.2 - Determinação da curva de LGPI para RGLI constante.....	29
Figura 3.3 - Regimes de fluxo em válvulas de <i>gas lift</i> segundo os <i>TUALP</i>	34
Figura 3.4 - Mapa de tipo de comportamento das válvulas.....	37
Figura 3.5 - Cálculo da área efetiva por Winkler & Eads (1993).....	40
Figura 3.6 - Análise de estabilidade da produção em poços surgentes.....	47
Figura 3.7 - Ciclo típico de cabeceio.....	47
Figura 4.1 - Determinação da profundidade dos mandris no método RPSE.....	54
Figura 4.2 - Determinação da profundidade do mandril M1.....	56
Figura 4.3 - Determinação das profundidades dos mandris M2 e M3.....	58
Figura 5.1 - Deslocamento da haste em relação à sede em função de $\Delta 1_v$	69
Figura 5.2 - Área efetiva de fluxo em função de $\Delta 1_v$	70
Figura 5.3 - Vazão de gás pela válvula em função de $\Delta 1_v$	70

Figura 5.4 - Mapa dos regimes de fluxo em válvula de 1 1/2" x 1/2".....	73
Figura 5.5 - Vazão de gás em válvula de 1 1/2" x 1/2".....	73
Figura 5.6 - Área efetiva de fluxo em função da pressão no tubo.....	78
Figura 5.7 - Vazão de gás em função da pressão no tubo.....	78
Figura 5.8 - Posicionamento dos mandris e condições de operação - Alt.3.....	85
Figura 5.9 - Determinação da produção acumulada na Alt.3.....	86
Figura 6.1 - Esquema do poço típico 1.....	91
Figura 6.2 - Esquema do poço típico 2.....	93
Figura 6.3 - Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 1.....	96
Figura 6.4 - Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 2.....	98
Figura 6.5 - Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 3.....	100
Figura 6.6 - Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 4.....	102
Figura 6.7 - Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Resumo dos casos.....	104
Figura 6.8 - Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 1.....	106
Figura 6.9 - Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 2.....	107
Figura 6.10- Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 3.....	109
Figura 6.11- Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 4.....	110
Figura 6.12- Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Resumo dos casos.....	113
Figura 6.13- Poço típico 2 - Produção acumulada e profundidade dos mandris.....	116
Figura A.1 - Regiões de operação em válvulas de <i>gas lift</i>	133

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	- Número de mandris/válvulas usados com envelope para injeção.....	09
Tabela 2.2	- Resumo dos resultados de otimização de GLC por Rath (1993).....	22
Tabela 2.3	- Resumo da revisão bibliográfica por temas de interesse.....	25
Tabela 3.1	- Valores de B_{ir} e B_{sr} para válvulas de pressão sem mola.....	38
Tabela 3.2	- Critérios para estabilidade de poços com GLC.....	48
Tabela 5.1	- Valores característicos para válvulas de pressão.....	68
Tabela 5.2	- Nomenclatura dos mandris e definição das alternativas de coluna.....	83
Tabela C.1	- Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 1 - Colunas de GLC.....	147
Tabela C.1A-	Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 1 - Análise da operação	149
Tabela C.2	- Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 2 - Colunas de GLC.....	151
Tabela C.2A-	Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 2 - Análise da operação	153
Tabela C.3	- Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 3 - Colunas de GLC.....	154
Tabela C.4	- Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 4 - Colunas de GLC.....	156
Tabela C.4A-	Poço típico 1 - IP = 90 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 4 - Análise da operação	159
Tabela C.5	- Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 3 - Colunas de GLC.....	161
Tabela C.5A-	Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 3 - Análise da operação	162
Tabela C.6	- Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 4 - Colunas de GLC.....	164
Tabela C.6A-	Poço típico 1 - IP = 25 m ³ /d/kgf/cm ² - Caso 4 - Análise da operação	165
Tabela C.7	- Poço típico 2 com ANS - Caso 1 - Colunas de GLC.....	166
Tabela C.8	- Poço típico 2 com ANS - Caso 5 - Colunas de GLC.....	167
Tabela C.8A-	Poço típico 2 com ANS - Caso 5 - Análise da operação.....	168
Tabela C.9	- Poço típico 2 com ANS - Caso 6 - Colunas de GLC.....	169
Tabela C.9A-	Poço típico 2 com ANS - Caso 6 - Análise da operação.....	170

LISTA DE SIGLAS E TERMOS ESPECIAIS

ANM	—	árvore de natal molhada
ANS	—	árvore de natal seca
API	—	<i>American Petroleum Institute</i>
BK	—	tipo de válvula de <i>gas lift</i> com 1” de diâmetro externo
CENPES	—	Centro de Pesquisas da Petrobras
<i>choke</i>	—	dispositivo (estrangulador) para controlar vazão de fluidos
DIMGLC	—	simulador computacional para dimensionamento de GLC
DIROL	—	Divisão Regional de Óleo da antiga Petrobras/RPSE
flexi-tubo	—	tubo flexível usado no interior da coluna de produção em diversas operações
E&P-BC	—	órgão da Petrobras responsável pela operação da Bacia de Campos
GLC	—	<i>gas lift</i> contínuo
GLCMar	—	simulador computacional para dimensionamento de GLC
IPR	—	curva de desempenho do reservatório (<i>Inflow Performance Relationship</i>)
<i>jet lift</i>	—	processo de injeção de gás na coluna de produção com flexi-tubo
LG _i	—	i-ésima curva de LGPI
LGPI	—	curva de lugar geométrico dos pontos de injeção
LGPI	—	simulador computacional para cálculo das curvas de LGPI
<i>liner</i>	—	coluna com diâmetro menor que o do revestimento de produção
OD	—	diâmetro externo da tubulação ou da válvula de <i>gas lift</i>
<i>packer</i>	—	dispositivo para vedação do espaço anular coluna-revestimento
R-20	—	tipo de válvula de <i>gas lift</i> com 1 1/2” de diâmetro externo
RPSE	—	Região de Produção do Sudeste
<i>template</i>	—	dispositivo onde são instalados diversos equipamentos no fundo do mar
TPR	—	curva de pressão requerida (<i>Tubing Performance Relationship</i>)
<i>TUALP</i>	—	<i>Tulsa University Artificial Lift Projects</i>

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Conceitos Básicos

A Fig. 1.1 ilustra um esquema de poço equipado para operar por *gas lift* contínuo (GLC) e um diagrama das pressões reinantes no interior da coluna de produção e no espaço anular entre esta e o revestimento de produção, que serão chamados simplifadamente de tubo e revestimento.

O processo de elevação por GLC consta da injeção contínua de gás a alta pressão na superfície, e a mistura deste gás, no fundo do poço, aos fluidos produzidos pelo reservatório. Esta mistura provoca uma redução na pressão de fundo existente (p_{wf}), suficiente para permitir o fluxo dos fluidos do reservatório, onde reina uma determinada pressão estática (p_{est}), para o poço, e deste, para as instalações de superfície.

Este trabalho limita-se aos casos onde o gás será injetado pelo revestimento e admitido para o tubo, através de válvulas especiais para *gas lift* (Fig. 1.1). A Fig. 1.2 ilustra um esquema do tipo de válvula que será considerada. Esta válvula, insertável, com fole carregado com nitrogênio, sem mola, não balanceada e operada pela pressão do revestimento, será chamada a partir de agora simplesmente de válvula de pressão. A pressão do revestimento (p_c) é responsável pela maior força tendendo a abrir (ou manter aberta) a válvula, sendo ajudada pela pressão do tubo (p_t), e se opondo à pressão no interior do fole (p_{bf}). Maiores detalhes sobre a operação da válvula constam no Cap. 3.

Nas instalações convencionais de GLC, mandris contendo válvulas de pressão são espaçados adequadamente ao longo do tubo, de modo a permitir a retirada do fluido de amortecimento existente no poço, por deslocamento por gás a alta pressão injetado na superfície. As válvulas superiores devem se fechar automaticamente à medida que as válvulas inferiores forem sendo descobertas pelo gás injetado, até que seja atingido o ponto desejado para a injeção contínua do gás. Neste ponto, em geral, é instalada uma válvula de orifício. Esta válvula, sem fole, contém apenas a sede e uma

válvula de retenção (*check valve*). Este processo de retirada do fluido de amortecimento é conhecido como descarga do poço.

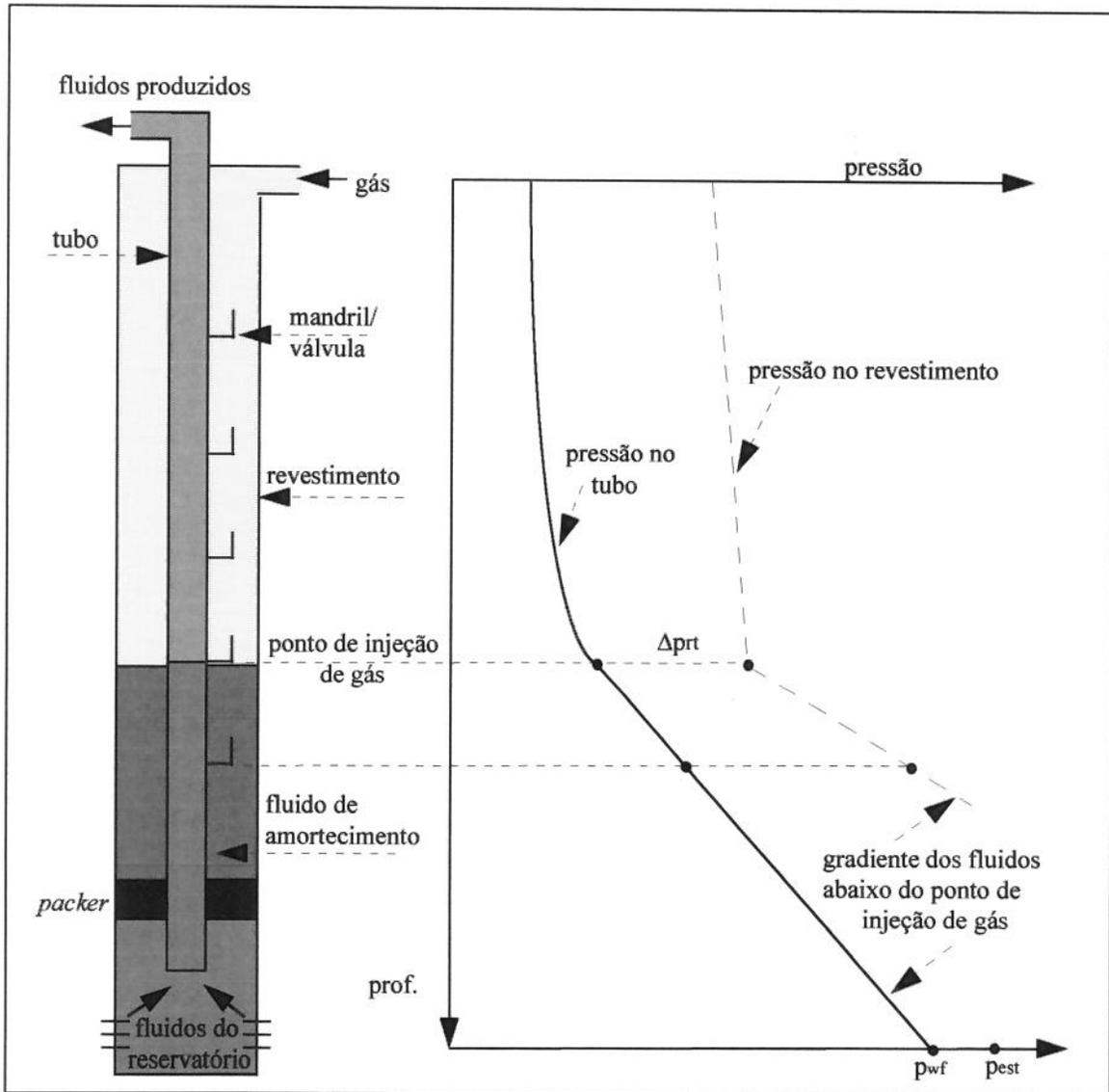


Figura 1.1 - Esquema de poço para produção por *gas lift*

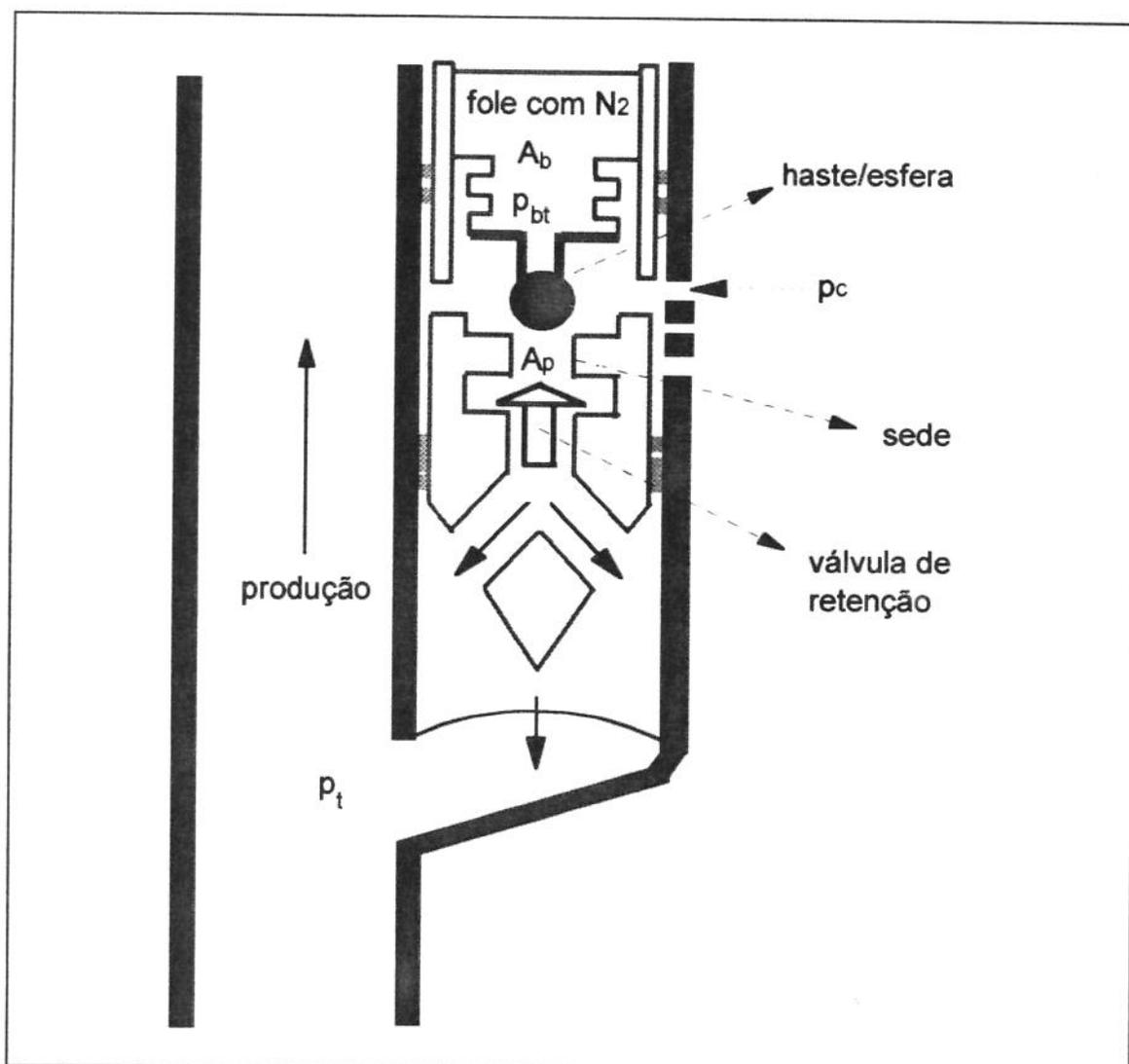


Figura 1.2 - Mandril com válvula de *gas lift* insertável

Outras formas de descarga do poço podem ser empregadas, reduzindo consideravelmente o número de mandris necessários. Algumas das alternativas utilizadas nas operações em poços marítimos¹ da Bacia de Campos são descritas de forma sucinta no Cap. 3.

¹ Neste trabalho, foram chamados de poços marítimos ou *offshore* todos aqueles localizados no mar e completados com árvores de natal seca (ANS) ou molhada (ANM). Os poços submarinos, com ANM, que não estejam localizados num *template* abaixo da plataforma são chamados de satélites.

1.2 - Dimensionamento de instalações de GLC

O dimensionamento de uma instalação de GLC consiste na definição das vazões possíveis de serem produzidas ao longo do tempo, do volume de gás necessário para permitir a elevação dos fluidos (expresso pela razão gás-líquido de injeção, RGLI), e da composição da coluna a ser instalada no poço, ou seja, do diâmetro do tubo, do tipo, diâmetro e profundidade dos mandris, e da especificação das válvulas de *gas lift* usadas para permitir a partida e a operação do poço, sob diversas condições de reservatório.

Os principais fatores envolvidos no dimensionamento do GLC são :

- a) o comportamento do escoamento de óleo, gás e água, em função do tempo, no reservatório (curva de vazão de líquido *versus* pressão de fundo em fluxo);
- b) a geometria do sistema de produção e as características dos fluidos produzidos e injetados;
- c) os gradientes de pressão e temperatura no tubo, revestimento e linhas de produção e injeção;
- d) a definição das profundidades dos mandris de descarga do poço;
- e) a definição das profundidades dos pontos de injeção contínua de gás (mandris de operação);
- f) a especificação das válvulas de *gas lift*;
- g) a verificação das condições de operação ao longo do tempo.

A análise detalhada dos fatores **a**, **b**, **c** e **d** foga ao escopo deste trabalho. Para os itens **a**, **b**, e **c**, é sugerida consulta a **Brown** (1980, 1984) e **Brill & Beggs** (1984), duas das literaturas clássicas na área. Para os procedimentos de descarga e métodos tradicionais de espaçamento de mandris (item **d**), é sugerida consulta a **Brown** (1980), **Winkler** (1987), ou à **API-RP11V6** (1992).

Em pesquisa bibliográfica realizada na literatura internacional não foi encontrada nenhuma referência a um método específico para dimensionamento de GLC para poços marítimos. O procedimento corrente parece ser o de adaptar as metodologias tradicionais de dimensionamento de GLC originalmente desenvolvidas para poços terrestres, às situações freqüentemente encontradas em poços marítimos. Nos poços terrestres, em geral, o ponto de injeção é determinado para uma condição fixa de

reservatório. Posteriormente, uma intervenção pode ser feita para adaptar a coluna a novas condições de produção. Na adaptação para poços marítimos, há dificuldade em definir o ponto de injeção, devido às condições variáveis de reservatório e à impossibilidade prática de intervenções freqüentes para troca de válvulas devido aos altos custos e riscos associados. Para superar esta dificuldade, alguns autores sugeriram a utilização de apenas um mandril com válvula de orifício e outros, a utilização de elevado número de mandris e válvulas, como veremos no Cap. 2.

No Brasil, o dimensionamento do GLC na maioria dos poços da Bacia de Campos é feito através de um método específico, denominado **método RPSE**, antigo nome do órgão da Petrobras responsável por aquela área produtora. Esta metodologia vem sendo continuamente desenvolvida por técnicos da Petrobras (**Peixoto, Prince & Capucci, 1988; Almeida, 1992**) e tem por objetivos principais a redução do número de mandris e válvulas de *gas lift* e uma melhor adaptação às condições variáveis de reservatório. Recentemente, como recomendado em estudo realizado por **Candido (1989)**, e devido à elevada pressão de compressão das plataformas de produção instaladas nos campos de Albacora e Marlim, passou-se a injetar gás no fundo de alguns destes poços, utilizando-se apenas um mandril de operação com válvula de orifício.

Em 1992, foi concluído no Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES) um projeto de P&D relativo ao aperfeiçoamento do GLC para aplicação *offshore* e em águas profundas que analisou alguns dos métodos existentes e desenvolveu novas técnicas e simuladores computacionais para dimensionamento e análise da operação destes poços. A literatura técnica gerada sobre o assunto, condensada em **Almeida & Lopes (1991)** e **Almeida (1992)**, foi amplamente utilizada neste trabalho.

No entanto, diversas restrições ao **método RPSE** ainda persistem. A principal delas é a possibilidade de diversas colunas de GLC serem geradas, dependendo dos critérios utilizados pelo projetista. Isto acontece porque as conseqüências da opção por uma coluna, em detrimento de outras colunas possíveis, não estão ainda bem definidas, como veremos no Cap. 4.

1.3 - Objetivo do trabalho

O objetivo deste trabalho foi analisar e desenvolver critérios para seleção de parâmetros críticos no dimensionamento de GLC para poços marítimos. Entre estes parâmetros estão incluídos os diâmetros de sede das válvulas, o diferencial de pressão do revestimento (ΔP) requerido para a abertura das válvulas de *gas lift* e o número e espaçamento dos mandris de operação.

Procurou-se também analisar as conseqüências da seleção de alguns dos parâmetros de projeto citados, no desempenho de uma determinada coluna de GLC. Para isto, foi proposta uma metodologia de cálculo de diversas alternativas de colunas, sendo o desempenho de cada uma delas expresso pela produção acumulada obtida ao final de um certo período de operação, como será visto no Cap. 5.

1.4 - Motivação do trabalho

A evolução mundial do número de poços submarinos, e conseqüentemente da utilização de GLC em campos *offshore*, é intensa. A Fig. 1.3 ilustra este crescimento nos últimos 20 anos, com dados dos poços da Bacia de Campos, fornecidos pela Petrobras, e uma curva do total mundial de poços submarinos retirada de figura similar apresentada por Hansen & Rickey (1995). Os mais de 200 poços com GLC em operação na Bacia de Campos são responsáveis por quase 40% da atual produção de petróleo brasileira. Existe em operação no Brasil apenas um poço submarino que utiliza outro método de elevação, o BCS (Bombeio Centrífugo Submerso), como alternativa ao GLC, como descrito por Mendonça *et al.* (1995).

Os fatos acima citados indicam os benefícios potenciais que o aprimoramento na tecnologia do *gas lift* contínuo pode trazer à Bacia de Campos, e, conseqüentemente, à produção nacional de petróleo. Isto, aliado às diversas restrições para uso do método RPSE, e ainda, ao desconhecimento de outros métodos de dimensionamento de GLC que se apliquem a poços satélites, foi a principal motivação para a realização deste trabalho.

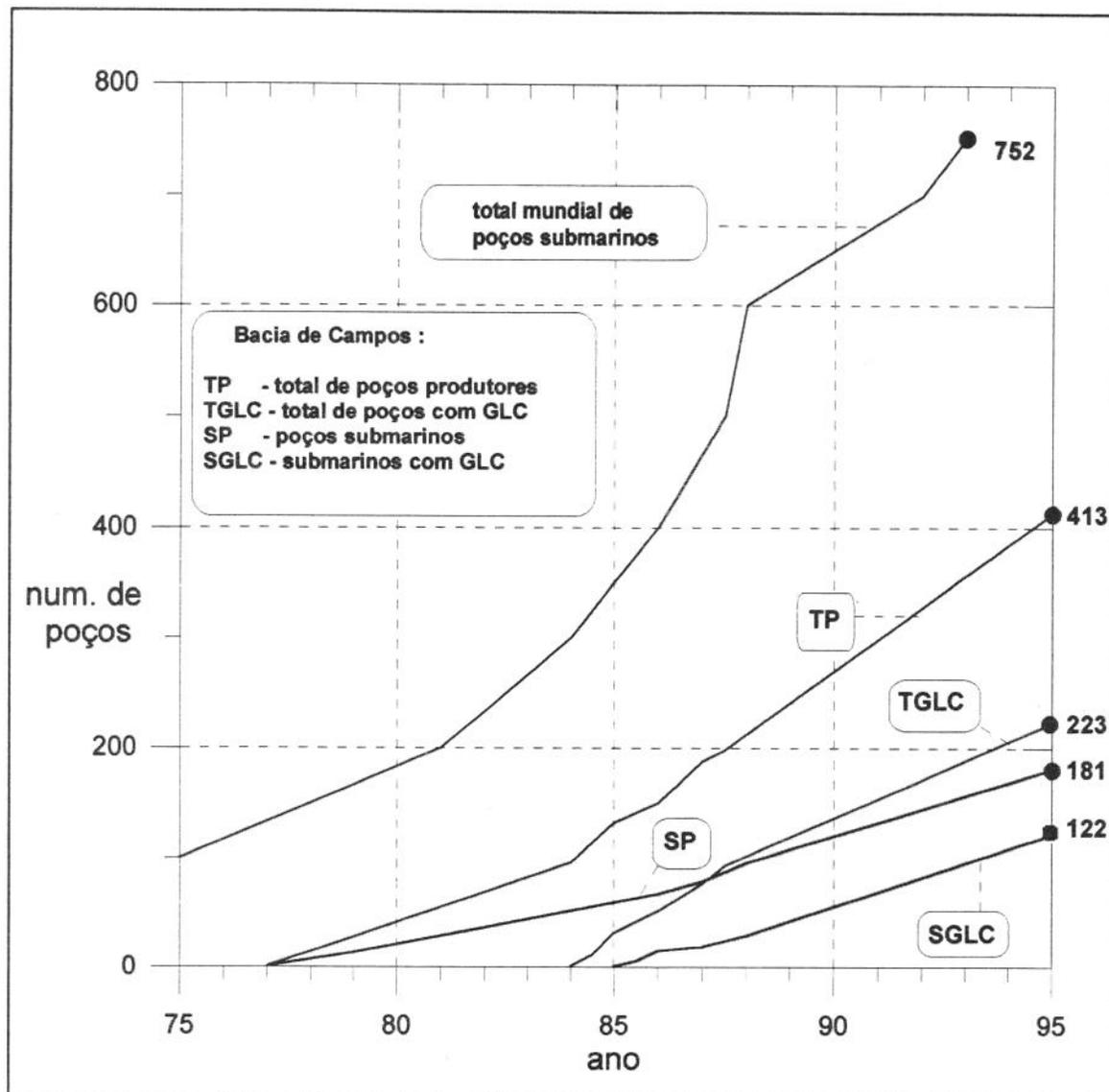


Figura 1.3 - Evolução do número de poços e do GLC na Bacia de Campos²

² A curva correspondente ao total mundial de poços submarinos (Hansen & Rickey, 1995) se refere a todos os poços completados no período. Destes, no final de 1993, 440 ainda estavam em produção, segundo Hansen & Rickey. Nesta época, havia na Bacia de Campos cerca de 150 poços submarinos. O número de poços da Bacia de Campos se refere aos poços em produção ou aguardando intervenção. Os números totais de poços completados em cada categoria citada, são superiores aos apresentados. A produção na Bacia de Campos foi iniciada em agosto de 1977 no campo de Enchova. O primeiro poço a operar com GLC foi o Garoupa-27, em fevereiro de 1984. A partir de maio de 1985 entrou em operação o primeiro poço submarino com GLC na Bacia de Campos, o RJS-202, no campo de Piraúna.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo são revistas apenas as referências que tratam de dimensionamento do GLC para poços marítimos, ou de adequações do dimensionamento às variações esperadas nas condições do reservatório ao longo do tempo. Estas referências foram resumidas na Tab. 2.3, no final deste capítulo, em função de temas abordados que são importantes para a otimização do dimensionamento para poços marítimos. Outros aspectos fundamentais no dimensionamento de GLC são as curvas de lugar geométrico dos pontos de injeção (LGPI) ou curvas de equilíbrio, o desempenho das válvulas de *gas lift*, a análise da estabilidade da produção em poços com GLC, e métodos alternativos de descarga de poços (revistos em maiores detalhes no Cap. 3). O método RPSE, citado anteriormente, é revisto no Cap. 4.

Simmons (1972a, b) comentou que o GLC é o método mais utilizado em operações *offshore*, sendo ineficiente em reservatórios com baixa pressão estática (p_{est}) e baixo índice de produtividade (IP). Apresentou procedimentos para otimização das vazões de injeção de gás visando maximizar economicamente o retorno obtido com aquela instalação durante a sua vida produtiva, para um ou mais poços em produção por *gas lift* contínuo. Recomendou que devem ser evitados ao máximo, através de um dimensionamento adequado, problemas de instabilidade na produção dos poços, em geral resolvidos com aumento na vazão de injeção de gás, o que reduz a eficiência do sistema.

Mach et al. (1979) apresentaram procedimentos para otimizar o dimensionamento de GLC, baseados na seleção de menores diferenciais de pressão revestimento-tubo (Δp_r) e na utilização de um envelope de mandris, isto é, um conjunto de mandris espaçados em torno do ponto previsto para a injeção de gás. A partir de gráficos similares ao da Fig. 2.1, obtidos a partir de análise de sensibilidade de diversos parâmetros de projeto (RGLI, diâmetro da coluna, pressão de injeção, etc.), mostraram

que a vazão de líquido é bastante sensível aos diferenciais de pressão (Δp_{π}) em poços com altos valores de IP.

Segundo os autores, após selecionado o diferencial de pressão desejado, deve ser escolhida uma válvula com diâmetro de sede suficiente para deixar passar a quantidade de gás requerida para a elevação do petróleo. A solução envolvendo o “envelopamento” do ponto de injeção foi apresentada como uma alternativa para prever possíveis erros no cálculo dos gradientes de pressão devido ao uso das correlações empíricas e também para acomodar as possíveis variações nas condições de reservatório ao longo do tempo.

A Fig. 2.2 mostra como são obtidos os limites do envelope. O espaçamento dos mandris em seu interior, deve ser determinado dividindo-se o diferencial de pressão no ponto de injeção (Δp_{π}) pelo gradiente do fluido de amortecimento. Isto, para os valores usados no exemplo dos autores, e a depender do diferencial de pressão adotado e do erro (e%) escolhido, levou a um número relativamente elevado de mandris, como mostrado na Tab. 2.1.

Tabela 2.1

Número de mandris/válvulas de *gas lift* usados com envelope para injeção

Δp_{π} (kgf/cm ²)	Número total de válvulas na instalação		Vazão de óleo (m ³ /d)
	Envelope - 20 % erro	Envelope - 10 % erro	
7	18	12	87
14	11	8	79
21	9	6	69

Adaptado de Mach *et al.* (1979)

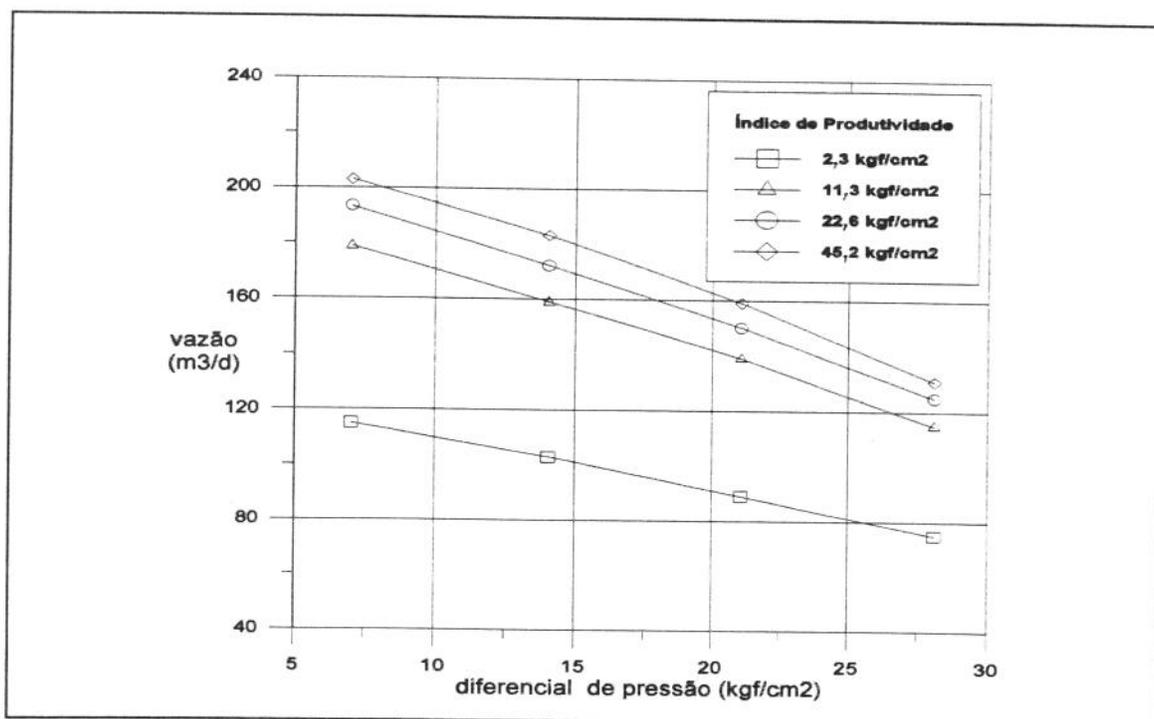


Figura 2.1 - Variação da vazão de líquido com o diferencial de pressão de injeção

Poço com 2438 m, tubo de 2 7/8" OD, $p_{est} = 135 \text{ kgf/cm}^2$, $p_{rev} = 63 \text{ kgf/cm}^2$,
 $RGLT = 356 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $RGO = 71 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $BSW = 50 \%$, $p_{wh} = 8 \text{ kgf/cm}^2$.
 (adaptado de Mach *et al.*, 1979)

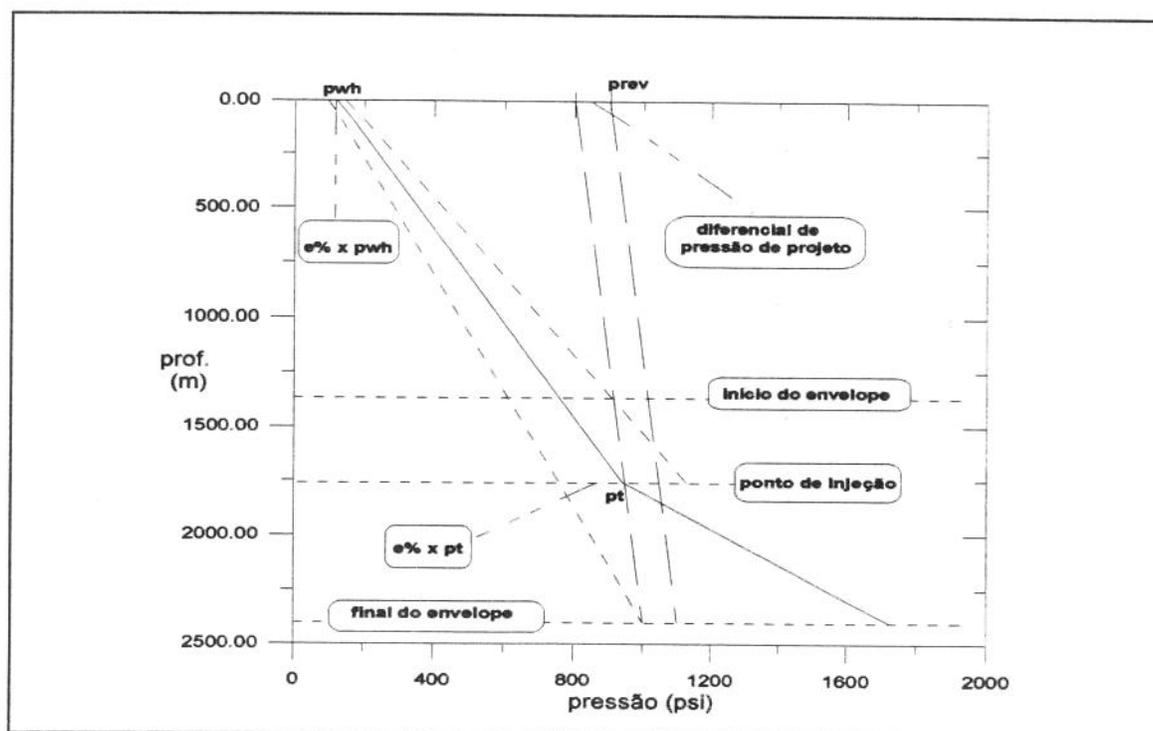


Figura 2.2 - Determinação do envelope em torno do ponto de injeção

(adaptado de Mach *et al.*, 1979)

Cline & Garford (1979) analisaram alternativas de elevação artificial para poços *offshore*. Enfatizaram a necessidade de simplificar e aumentar a confiabilidade e segurança dos equipamentos em poços desta natureza, de forma a operar continuamente o sistema com pouca necessidade de intervenções. No caso da alternativa selecionada ser o GLC, foi recomendada a utilização de fonte de gás a alta pressão (da ordem de 2500 psig) para permitir a descarga e produção do poço com um único ponto de injeção na coluna, através de uma válvula de orifício. Isto poderia eliminar problemas durante a descarga do poço e aumentar o tempo médio previsto entre intervenções. Foi comentado no artigo que, em diversos casos, um acréscimo de apenas 15 % na potência instalada de compressão de gás permite aumentar pressões de descarga de 1500 para 2500 psig . Foi também sugerida a instalação de um mandril de reserva na coluna de produção, como ponto alternativo de injeção, em casos de entupimento da válvula de orifício ou deterioração na produtividade do poço.

Em **Brown (1980)** foi reproduzido e complementado o trabalho de **Mach et al. (1979)**, sendo recomendada a utilização de sedes das válvulas com os menores diâmetros possíveis (valores típicos são 1/4" e 5/16") e fornecidos os procedimentos para seleção e calibração destas válvulas. Nesta referência, foram descritos diversos procedimentos para espaçamento dos mandris de descarga do poço, usando a pressão normal de compressão de gás, a depender do tipo de válvulas disponíveis (se operadas pela pressão do revestimento ou do tubo). Em alguns destes procedimentos, são previstos decrementos na pressão de revestimento para possibilitar o fechamento consecutivo das válvulas superiores à medida que o poço vai sendo descarregado. Em outros, é considerada pressão de revestimento constante e são utilizadas variações na pressão do tubo para permitir a abertura e fechamento das válvulas.

Como citado em **Brown (1980)**, "as técnicas usadas na indústria do petróleo para o dimensionamento do GLC variam amplamente, mas os objetivos básicos devem ser os mesmos :

- injetar gás na maior profundidade possível,
- conservar ao máximo a pressão de injeção no revestimento,
- assegurar que as válvulas de descarga superiores estejam fechadas, assim que o ponto desejado de injeção seja atingido,

- garantir a abertura das válvulas, com a pressão normal de injeção, para dar partida no poço.”

Kanu et al. (1981) comentaram as dificuldades existentes para o dimensionamento do GLC na época da completação inicial dos poços, fato comum em poços *offshore*. Estas dificuldades decorrem da falta de dados confiáveis de índices de produtividade e curvas de comportamento do reservatório (IPR), falta de histórico de produção e variações das condições de produção com o tempo. No artigo, foi proposto um procedimento para o espaçamento dos mandris levando em conta o mecanismo de depleção do reservatório, através do estabelecimento de uma “vazão-objetivo”, definida como a vazão esperada de produção do poço na época em que o *gas lift* for implementado. Foi recomendado que esta vazão seja obtida através de análise de sensibilidade do sistema a diferentes colunas de produção, pressões na cabeça do poço e de compressão de gás. Foram analisados por **Kanu et al.** (1981), dois casos típicos de reservatórios, com mecanismos de depleção por forte influxo de água e por gás em solução.

No caso de forte influxo de água a pressão estática, o IP e a RGO da formação são aproximadamente constantes, e a profundidade de injeção irá variar basicamente devido ao aumento do BSW de produção. No artigo, foi recomendada a adoção do maior BSW previsto para a seleção da “vazão-objetivo” e a utilização do procedimento proposto por **Mach et al.** (1979) para definição do diferencial de pressão (Δp_n).

No caso do reservatório com gás em solução, o procedimento é mais complexo, devido às variações existentes ao longo do tempo: na pressão estática, que diminui; na RGO, que aumenta e depois diminui; e no IP que se deteriora para pressões abaixo da pressão de saturação.

O procedimento recomendado pelos autores é utilizar a IPR de **Vogel** (1968) ou o método de **Fetkovich** (**Brown**, 1984), para determinar uma IPR futura. A “vazão-objetivo” no exemplo por eles apresentado, foi obtida para uma pressão estática (na IPR futura) de cerca de 60 % da pressão estática original. Segundo os autores, este valor estaria próximo ao esperado no início do *gas lift*.

A partir desta vazão e com análise similar à proposta por **Mach et al.** (1979), seriam então determinados a pressão de injeção de gás e o diferencial de pressão (Δp_n) na válvula operadora. O método recomendado para o espaçamento dos mandris de descarga foi o método “universal” (**Brown**, 1980) sendo proposta ainda a utilização do envelope em torno do ponto de injeção, de forma similar à comentada anteriormente.

Mach et al. (1983) voltaram ao tema tratado em 1979, detalhando mais o uso do “envelope” em torno do ponto de injeção para absorver as variações previstas em algumas variáveis, como o BSW e o IP, na vida útil estimada para uma instalação com coluna de *gas lift*. Apresentaram um gráfico, relacionando o espaçamento dos mandris no “envelope” ao IP e às vazões de produção, obtido a partir de figura similar à Fig. 2.1 e da relação já citada entre o Δp_n e o gradiente do fluido de amortecimento. Apresentaram também outros exemplos, mostrando o aumento da profundidade do ponto de injeção e a queda nas vazões de produção, para BSW's crescentes e IP's declinantes, para diversos diferenciais de pressão de injeção (Δp_n).

Blann & Williams (1984) analisaram o efeito de alguns parâmetros de produção (BSW, IP, RGO, pressão na cabeça do poço) na seleção da pressão de compressão de gás a ser utilizada no *gas lift*. Foi utilizado o conceito da curva de equilíbrio (ou LGPI), para determinar a profundidade de injeção, a depender da pressão e do volume de gás a ser injetado. Foram discutidos aspectos econômicos relacionados à seleção da pressão de injeção de gás, de forma a maximizar as vazões de produção e minimizar a potência de compressão requerida. A Fig. 2.3, adaptada deste artigo, mostra que existe uma pressão de injeção limite (neste exemplo, próxima a 2000 psi), acima da qual o aumento de produção conseguido é insignificante (ponto de injeção de gás se aproxima do *packer*). Esta pressão de injeção, em geral, está relacionada às menores potências de compressão requeridas para cada vazão de produção (Fig. 2.4). Na conclusão do artigo é citado que estas pressões de injeção limites, levam a sistemas mais eficientes e econômicos, inclusive, por reduzir o número de equipamentos descidos no poço.

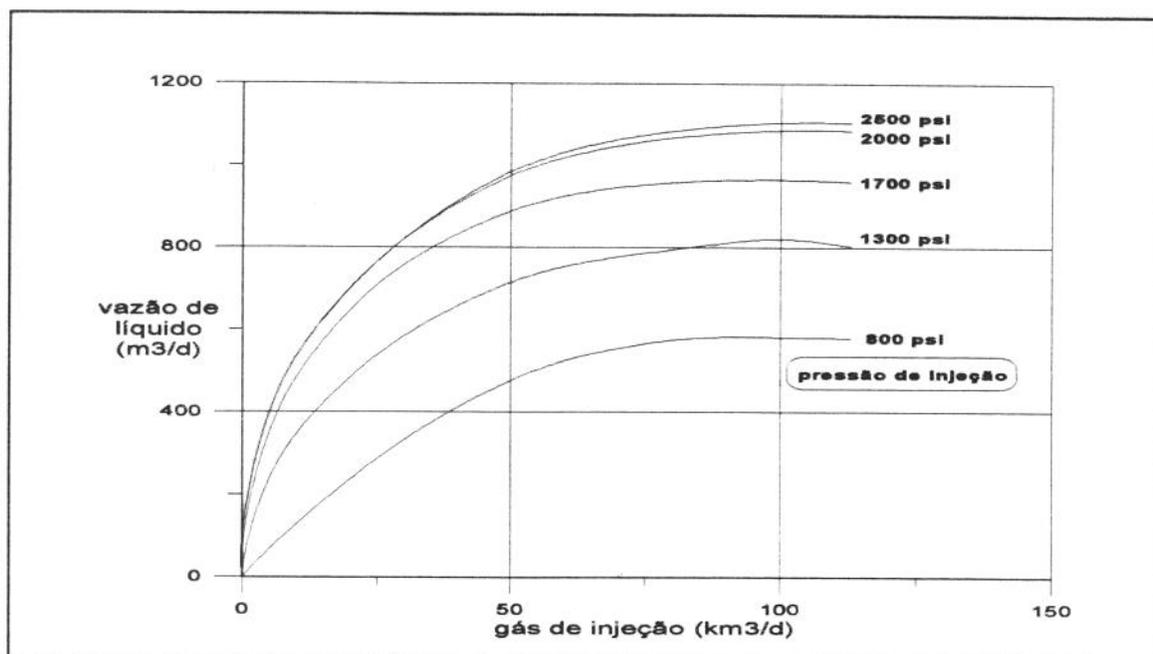


Figura 2.3 - Curvas de desempenho do *gas lift* (pressão de injeção variável)
(adaptado de Blann & Williams, 1984)

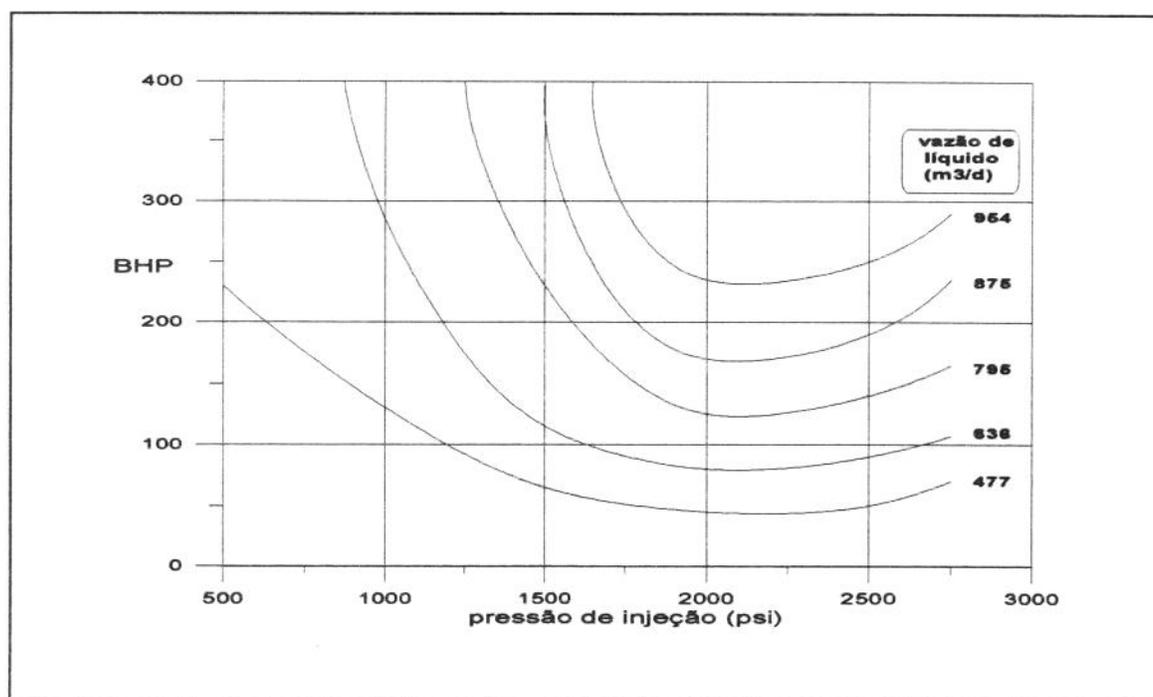


Figura 2.4 - Efeito da pressão de injeção na potência de compressão
(adaptado de Blann & Williams, 1984)

No manual sobre *gas lift* do API - American Petroleum Institute (1984) são discutidos alguns dos métodos tradicionais para espaçamento dos mandris de descarga e diversos fatores de segurança usados. O propósito destes fatores de segurança é garantir que a profundidade de operação seja atingida, e evitar interferências no funcionamento das válvulas. O conceito de curva de equilíbrio foi didaticamente revisto e aplicado na determinação do ponto de injeção de gás. Neste manual, foi comentado que no caso de poços *offshore*, as duas ou três válvulas superiores devem ser especificadas para operar no início da vida produtiva dos poços, a altas vazões e IP's. Para o espaçamento e especificação das demais válvulas, foi sugerido que sejam utilizados gradientes de pressão baseados em menores produtividades do poço, e que mandris sejam descidos até a profundidade do *packer*. Não foram fornecidos maiores detalhes, nem exemplos, de como implementar este tipo de procedimento.

Gruppig (1987) comentou a crescente importância do GLC em poços *offshore*, especialmente em poços submarinos satélites, e a necessidade de serem ultrapassadas barreiras que reduzem a atratividade do método. Como exemplo, foram citados os problemas relativos à instabilidade da produção (*heading*) e ao alto custo das intervenções para sanar problemas de funcionamento inadequado de equipamentos usados no GLC. Recomendou, para poços *offshore*, a eliminação de mandris de descarga e válvulas de pressão, e a descarga inicial do poço através de compressores especiais (altas pressões de operação). Recomendou ainda a utilização de válvulas operadoras com pequenos diâmetros de sede e altas pressões de injeção, de forma a evitar que durante a produção do poço seja necessário reduzir demais o diâmetro do *choke* de gás na superfície, para ajustar a quantidade de gás injetado, levando a problemas de instabilidade da produção ou à formação de hidratos no *choke*.

Peixoto, Prince & Capucci (1988) apresentaram as bases de uma metodologia utilizada no dimensionamento dos poços da Bacia de Campos, com o objetivo de reduzir o número de mandris e válvulas de *gas lift* requeridos quando o dimensionamento é feito pelos métodos tradicionais para poços terrestres. Para isto, foi considerada a disponibilidade de fontes de gás a alta pressão (2500 psi) para a descarga inicial dos poços, através da utilização de unidades móveis de injeção de nitrogênio. A

necessidade de reduzir o número de válvulas foi provocada pelas freqüentes intervenções nos poços, devidas principalmente a falhas na operação das válvulas de *gas lift* então utilizadas. O método desenvolvido, em conjunto com as modificações propostas por **Almeida** (1989b, 1992), é analisado em capítulo específico (Cap. 4), por ser a base do atual trabalho.

Liao (1988) elaborou tese de mestrado na Universidade de Tulsa, apresentando dois simuladores computacionais para dimensionamento do GLC. O primeiro incorporava os modelos desenvolvidos por **Nieberding et al.** (1990) para desempenho das válvulas de *gas lift* na metodologia tradicional que usa decrementos na pressão de injeção de gás para espaçar os mandris. O segundo usava o método da **Merla**, fabricante de válvulas de *gas lift*, onde a pressão de injeção no revestimento é mantida constante, e a abertura e fechamento das válvulas controlada pela pressão do tubo. A **Merla**, em 1980, foi o primeiro fabricante a divulgar curvas de desempenho de suas válvulas. Em algumas destas curvas, a vazão de gás era reduzida com a diminuição da pressão no tubo, devido à abertura apenas parcial da válvula, numa região conhecida como de “estrangulamento” da válvula.

Winkler (1989) apresentou uma análise crítica sobre o método de espaçamento de mandris utilizando pressão de injeção constante, denominado em algumas referências como método “universal” por se aplicar a qualquer tipo de válvula de *gas lift*. Segundo **Winkler**, este método não se aplica a válvulas operadas pela pressão do revestimento, por estas necessitarem de acréscimos nesta pressão de injeção, de forma a permitir o deslocamento da haste em relação à sede e, conseqüentemente, a abertura da válvula. Isto não é previsto neste método. Segundo o autor, a utilização de válvulas com grande diâmetro de sede, para possibilitar sua abertura apenas com acréscimos na pressão de tubo, poderia levar a injeção em múltiplos pontos da coluna, descarga incompleta do poço e problemas de instabilidades na produção. O autor chamou a atenção ainda, para a necessidade de se conhecer bem as características das válvulas utilizadas, e apresentou diversos gráficos obtidos a partir de um modelo matemático simplificado para cálculo da vazão de gás pela válvula. Este modelo foi apresentado, em outro artigo, por **Winkler & Eads** (1993).

Candido (1989) elaborou tese de mestrado na UNICAMP, onde sugeriu como alternativa de elevação artificial em sistemas de produção em águas profundas com poços submarinos satélites, a utilização do GLC com apenas uma válvula de orifício, instalada no fundo do poço. Foi apresentado um exemplo de dimensionamento de sistema de *gas lift* para um poço representativo dos campos de Albacora e Marlim na Bacia de Campos, e uma revisão dos conceitos e nomenclatura envolvidos com a produção *offshore*.

O autor comentou a necessidade do sistema ser projetado para uma determinada vida útil e sugeriu que o dimensionamento fosse feito para a pressão estática limite de surgência (Pels), abaixo da qual o GLC é indispensável para manter a produção do poço.

A determinação da pressão e da vazão de gás necessária (e conseqüentemente do ponto de injeção na coluna) foi feita de forma a minimizar a potência de compressão requerida. Com a vazão e pressão de injeção determinadas foi então dimensionada a válvula de orifício a ser instalada no poço. **Cândido** recomendou que o diâmetro equivalente do *choke* de gás na superfície, seja maior que o diâmetro da sede da válvula a ser instalada no fundo do poço, para minimizar o risco de instabilidade na produção.

No poço típico analisado, em lâmina d'água de 850 m, com 2000 m de profundidade e afastado 4 km da plataforma de produção, pressões de descarga da ordem de 2500 psig (170-180 kgf/cm²) foram obtidas, com cerca de 800 HP de potência de compressão, para uma vazão de produção de 850 m³ /d e uma RGLI de 140 m³/m³. O diâmetro de sede da válvula dimensionada foi de 1/2”.

Foi também calculada a pressão para a descarga inicial do poço, da ordem de 5000 psig (350 kgf/cm²), supondo-se as linhas submarinas preenchidas com água do mar e o poço com fluido de amortecimento. O método sugerido de descarga foi o de utilizar unidades móveis de nitrogênio, com injeção direta pelo revestimento ou por *jet lift*.

Para os casos de indução de surgência normal do poço, com linhas e coluna de produção preenchidas com óleo da formação, foi sugerido por **Candido** a instalação de um compressor *booster*, com potência de 180 HP, para elevar a pressão de 2500 a 4500 psig, suficiente para retomar a produção.

Schmidt *et al.* (1990) descreveram um simulador desenvolvido para otimização do dimensionamento de GLC. Foi proposta a realização de análise de sensibilidade para as condições de fluxo atuais e futuras, para definir os diâmetros de tubo e das linhas de produção, a densidade do canhoneio, e a pressão e a vazão de injeção de gás.

Foram apresentados diversos gráficos, obtidos com o simulador, mostrando a influência destes parâmetros na vazão de produção a ser obtida. As Fig. 2.5 e 2.6 são exemplos, adaptados do artigo, mostrando o ganho de produção que pode ser obtido quando o *gas lift* é implementado no início da vida produtiva de um poço (mesmo surgente) com BSW crescente, e o declínio da produção ao longo do tempo, com a queda da pressão estática e o aumento do BSW.

Neste artigo foi enfatizado que as condições de estabilidade aceitas para poços surgentes não podem ser estendidas para poços com *gas lift*. Foi sugerida a utilização dos critérios propostos por Asheim (1988) para assegurar condições estáveis de operação em poços onde válvulas de orifício são usadas no ponto de injeção.

Foram comentados os modelos para performance de válvulas de *gas lift* desenvolvidos a partir de 1983 na Universidade de Tulsa, EUA, no âmbito dos TUALP (*Tulsa University Artificial Lift Projects*), e a necessidade de se utilizar modelos deste tipo nos projetos de GLC, de forma a evitar interferências no funcionamento das válvulas, que podem levar a injeção em múltiplos pontos na coluna e consumo excessivo de gás. Foram também comentados e exemplificados os mesmos métodos de dimensionamento usados por Liao (1988).

Nos exemplos de dimensionamento apresentados, não foi explicitada a forma de seleção dos valores utilizados para o BSW (50 %) e para a pressão estática (148 kgf/cm²), apesar do projeto ter sido feito, conforme citado no início do artigo, para “acomodar” a situação atual e futura mostrada na Fig. 2.6.

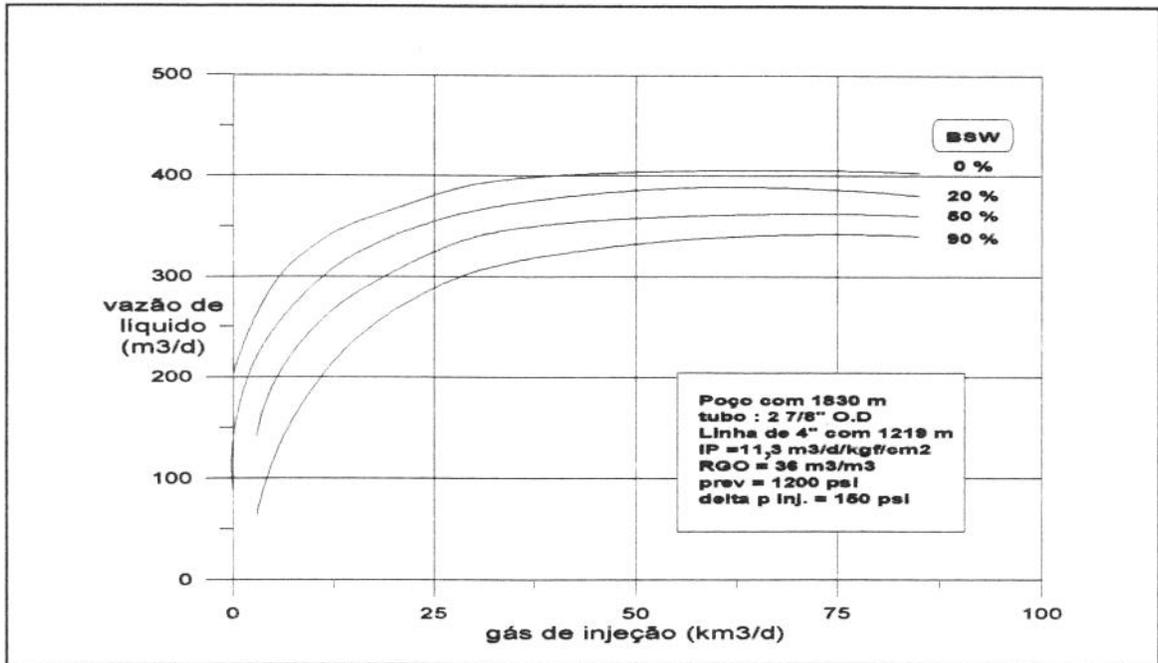


Figura 2.5 - Curvas de desempenho do gas lift (BSW variável)
(adaptado de Schmidt *et al.*, 1990)

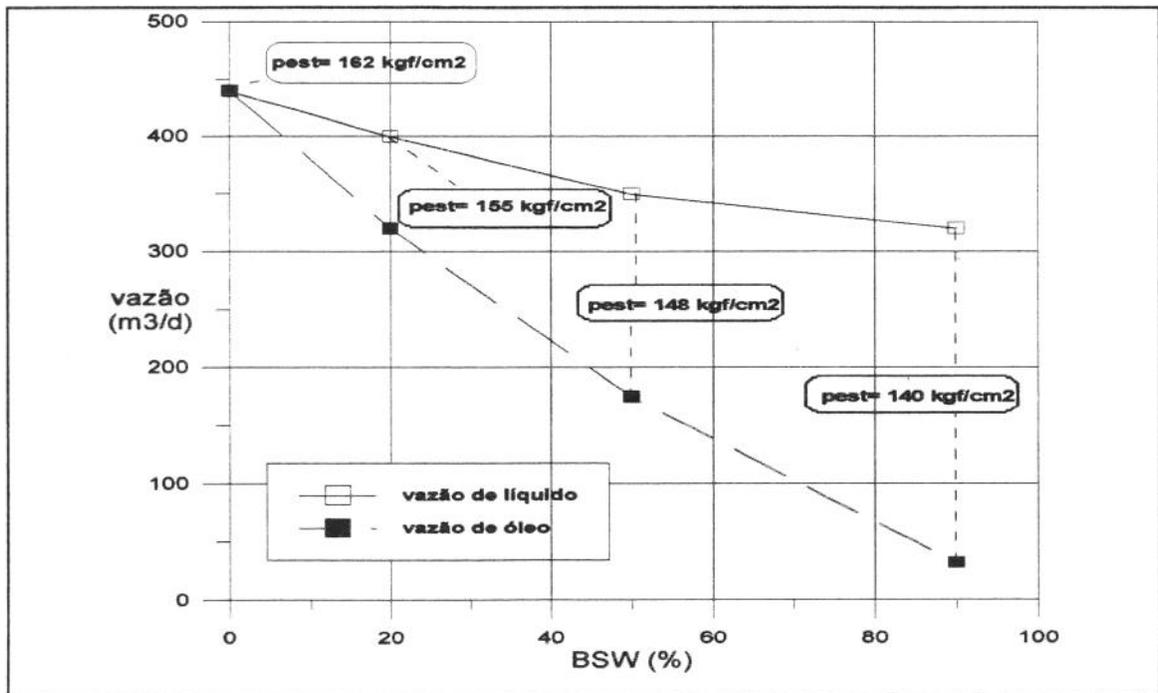


Figura 2.6 - Vazões de produção em condições variáveis de reservatório
(adaptado de Schmidt *et al.*, 1990)

Winkler & Eads (1991, 1993) apresentaram uma metodologia para dimensionamento de GLC, utilizando válvulas operadas pela pressão do revestimento, onde são previstos decrementos na pressão de injeção de gás na superfície. Isto permite os acréscimos na pressão inicial de abertura das válvulas, citados por **Winkler** (1989), sem provocar a abertura de válvulas superiores. Foi descrito um modelo simplificado para determinação da vazão de gás pelas válvulas, baseado na determinação da área aberta ao fluxo em cada condição de operação. Estas características de desempenho das válvulas foram usadas no espaçamento dos mandris e na seleção dos diâmetros de sede. Os autores discutiram ainda diversos aspectos construtivos e de operação dos principais tipos de válvulas de *gas lift*, operadas pela pressão do revestimento ou do tubo. Foi apresentado um exemplo detalhado de dimensionamento pelo método proposto, sendo recomendada a adoção do menor diâmetro possível para as sedes das válvulas, de forma a prevenir a ocorrência de instabilidades na produção. O método prevê ainda, a utilização de um gradiente de projeto para a pressão no tubo, como fator de segurança para absorver possíveis variações na produtividade do poço ou nas pressões de fluxo. A partir das pressões de tubo de projeto, são então espaçados os mandris e calibradas as válvulas.

Almeida (1992) resumiu os principais resultados obtidos no decorrer de projeto de P&D para aperfeiçoamento do GLC em aplicações *offshore*. Foram destacados no relatório final do projeto, a utilização das curvas de LGPI, a obtenção da RGLI econômica, uma discussão pormenorizada do método RPSE e de outros métodos utilizados na Petrobras, para análise e dimensionamento de instalações de GLC, além de aspectos relacionados ao funcionamento de válvulas de *gas lift*. Trechos deste trabalho são revistos nos Cap. 3 e 4 em maiores detalhes.

Rath (1993), em sua tese de mestrado, analisou alguns parâmetros que influenciam os resultados esperados para uma instalação de *gas lift*. Isto foi feito a partir de análise de sensibilidade, realizada com o simulador citado em **Schmidt et al.** (1990). Com esta análise, os parâmetros de projeto (diâmetros do tubo e das linhas de produção, pressão de injeção, diferencial de pressão de operação, etc.) podem ser otimizados para determinada condição de reservatório.

Rath sugeriu um procedimento para otimizar o dimensionamento da instalação de GLC ao longo do tempo, em condições variáveis de pressão estática do reservatório, IP, RGO e BSW. Foram exemplificados três tipos de reservatórios :

Tipo **a** - com influxo de água e alta produtividade,

Tipo **b** - com influxo de água e baixa produtividade e,

Tipo **c** - com mecanismo de gás em solução e baixa produtividade.

O procedimento proposto consistiu em dimensionar colunas de GLC utilizando um dos procedimentos tradicionais, para cada um dos cinco casos abaixo, calcular a produção acumulada que seria obtida no intervalo de tempo estudado e realizar uma análise econômica através da receita obtida com a produção de óleo e dos custos de compressão de gás, dos mandris e válvulas de *gas lift* e das intervenções no poço, associados a cada caso.

As condições de reservatório utilizadas em cada caso, foram obtidas dividindo-se o intervalo de tempo original de projeto em dez intervalos menores, com iguais produções acumuladas, denominadas condições **A** a **J**.

Os casos analisados foram:

- Caso I - uma nova coluna de GLC seria instalada a cada condição **A** a **J**.
- Caso II - a coluna seria dimensionada para a condição inicial (**A**) e mandris adicionais espaçados até a profundidade máxima obtida no Caso I, utilizando um envelope de mandris similar ao proposto por **Mach et al.** (1979).
- Caso III - a coluna seria dimensionada apenas para a condição inicial (**A**).
- Caso IV - a coluna seria dimensionada para a condição mais próxima a **J**, que permita a descarga convencional do poço até a válvula operadora, nas condições **A** a **J**.
- Caso V - a coluna seria dimensionada para a condição inicial e seria permitida uma intervenção no poço, em alguma condição intermediária (a que proporcionasse maior produção acumulada), para que fosse substituída.

Nos exemplos dados com os tipos **a** a **c** de reservatório, **Rath** obteve as maiores produções acumuladas nos Casos II e V (O Caso I foi descartado por necessitar de dez intervenções no poço para troca de coluna, o que seria inviável). Nos Casos III e IV, era de se esperar que as produções acumuladas fossem menores, por usarem colunas dimensionadas com ponto de injeção constante no intervalo de tempo total. A Tab. 2.2 apresenta um resumo dos resultados fornecidos nesta tese.

Tabela 2.2
Resumo dos resultados de otimização de GLC por Rath (1993)

Tipo de Reservatório	a		b		c	
Dimensionamento	Caso II	Caso V	Caso II	Caso V	Caso II	Caso V
Mandris e válvulas	17	6	10	3	17	8
Intervenções no poço	1	2	1	2	1	2
Vazão de gás injetado (1000 m ³ /d)	25	21	14	12	15	14
Produção acumulada (1000 m ³)	220	205	231	227	90	75

Algumas conclusões qualitativas podem ser tiradas sobre os resultados acima. O caso II, apesar de dar as maiores produções acumuladas e provavelmente o melhor resultado econômico, pode não ser recomendado por razões operacionais, em virtude do elevado número de mandris e válvulas de *gas lift* requeridos. Já no caso V, apesar do menor número de mandris instalados, deve ser pesado o custo de uma intervenção adicional no poço para substituir a coluna de *gas lift*.

Winkler (1994) discorreu sobre práticas operacionais e de dimensionamento que podem levar a problemas na produção dos poços por GLC. Foram tratados aspectos relacionados à descarga dos poços, instabilidades na produção, seleção das válvulas de *gas lift* e influência da temperatura no funcionamento das válvulas, entre outros.

Novamente foi destacada a necessidade de se prever um acréscimo na pressão inicial de abertura da válvula, para permitir o deslocamento da haste e proporcionar área de fluxo suficiente para passar a vazão de gás requerida no projeto.

Este fato, leva a necessidade de se selecionar um método de dimensionamento adequado ao tipo de válvula disponível para uso. Segundo o autor, a utilização de métodos “universais” poderia impedir a descarga ou operação dos poços

caso as características de operação das válvulas não fossem adequadamente previstas.

Foi também destacada a importância das temperaturas de projeto na operação das válvulas. Elas influenciam na pressão do nitrogênio no fole das válvulas em cada profundidade. Se as temperaturas de projeto forem menores que as presentes no poço durante a operação, as válvulas poderão requerer pressões de abertura superiores às disponíveis para injeção de gás, impedindo a descarga ou a operação.

Winkler (1995), em artigo similar ao de **Winkler & Eads (1993)**, apresenta outro procedimento para dimensionamento de GLC, agora utilizando válvulas operadas pela pressão do tubo, sendo a pressão de injeção de gás na superfície considerada constante. A abertura sucessiva das válvulas de descarga é feita através de acréscimos na pressão do tubo a cada profundidade. O modelo para a determinação da vazão de gás foi rerepresentado, com ligeiras modificações, para utilização com válvulas que possuam mola. Um exemplo detalhado de utilização do método foi também apresentado, sendo recomendada sua utilização em poços de baixa vazão, sem produção de areia ou emulsões e em instalações com baixa pressão disponível para injeção de gás e com baixas pressões na cabeça.

Hall & Decker (1995) descreveram o uso de um simulador computacional desenvolvido para análise das operações de descarga e do início da produção de poços com GLC. Este simulador, segundo os autores, incorporou novos modelos de desempenho para válvulas de *gas lift* e a análise dos efeitos transientes observados na descarga dos poços, como proposto por **Capucci & Serra (1991)**. De acordo com o artigo, o simulador permitiria ao usuário examinar os efeitos da locação dos mandris, calibração das válvulas e variações nos procedimentos de descarga usualmente empregados. Foram apresentados exemplos de aplicação que apontaram para descarga ineficiente em poços onde as características reais de desempenho das válvulas não teriam sido adequadamente computadas, na época do dimensionamento, para o espaçamento dos mandris e calibração das válvulas. Isto levou a injeção em múltiplos pontos na coluna, consumo excessivo de gás e vazões erráticas de produção.

Hall & Decker analisaram ainda o dimensionamento de um poço pelo método proposto por **Kanu et al. (1981)**, onde foram utilizados apenas dois mandris

e uma pressão de injeção de gás de 2300 psig. A conclusão desta análise foi que a descarga e operação do poço assim dimensionado seriam ineficientes, devido ao *software* empregado também não prever o comportamento dinâmico esperado para as válvulas (Cap. 3). Também foi prevista possível erosão nas válvulas, causadas pelas altas vazões de líquido, se seguidos os procedimentos convencionais de descarga recomendados na literatura. Em seguida, foi ilustrado com um exemplo, como o simulador de descarga poderia ser utilizado para fazer novo espaçamento destes mandris e permitir a descarga e a produção do poço de uma forma mais eficiente.

Como visto neste capítulo, as propostas recomendadas na literatura internacional para dimensionamento de GLC, em condições variáveis de reservatório e em poços *offshore*, basicamente se resumem a: aumentar a pressão de injeção de gás e utilizar poucos mandris e válvulas, ou usar o envelope de mandris, ou seja, um número relativamente alto de mandris em torno do ponto de injeção previsto. Quanto à estabilidade da produção em poços com GLC, a maioria dos artigos recomenda o uso de pequenos diâmetros de sede nas válvulas de *gas lift*. Apenas em um artigo foi citado o uso de critérios analíticos para análise de estabilidade. Em relação ao desempenho das válvulas, apenas no final da década de 80 modelos dinâmicos começaram a ser usados mais intensivamente. A Tab. 2.3 resume os principais pontos desta revisão, de interesse para este trabalho.

Tabela 2.3 - Resumo da revisão bibliográfica por temas de interesse

AUTOR	DATA	COND. VARIÁVEIS DE RESERVATÓRIO	VAZÃO DE GÁS NAS VÁLVULAS	ESTABILIDADE DA PRODUÇÃO	NÚMERO MANDRIS	DESCARGA DO POÇO
Simmons	1972	otimizar vazão de injeção de gás	-	evitar o aumento da injeção de gás	-	-
Mach <i>et al</i>	1979	envelope de mandris	Thornhill - Craver	-	elevado	método tradicional
Cline&Garford	1979	ponto único de injeção	-	-	reduzido	alta pressão de gás
Brown	1980	envelope de Mach <i>et al</i>	Thornhill - Craver	pequenos diâm. sede	elevado	métodos tradicionais
Kanu <i>et al</i>	1981	vazão-objetivo/ envelope	Thornhill - Craver	-	elevado	método tradicional
Blann & Williams	1984	curva de equilíbrio	-	-	reduzido	altas pressões de injeção
API-Gas Lift	1984	curva de equilíbrio para condição atual / futura	Thornhill - Craver	-	elevado	métodos tradicionais
Gruppung	1987	ponto único de injeção	-	pequenos diâm. sede	reduzido	alta pressão de gás-
Peixoto <i>et al</i>	1988	cálculo de mandris para as condições futuras	Thornhill - Craver	-	reduzido	nitrogênio a alta pressão

Obs: O cálculo da vazão de gás pelas válvulas usando a equação de Thornhill - Craver consta do Cap. 3.

Tabela 2.3 - Resumo da revisão bibliográfica por temas de interesse (continuação)

AUTOR	DATA	COND. VARIÁVEIS DE RESERVATÓRIO	VAZÃO DE GÁS NAS VÁLVULAS	ESTABILIDADE DA PRODUÇÃO	NÚMERO MANDRIS	DESCARGA DO POÇO
Liao	1988	-	modelo dos <i>TUALP</i> e da Merla	-	elevado	métodos tradicionais
Winkler	1989	-	Winkler & Eads	pequenos diâm. sede	elevado	métodos tradicionais
Candido	1989	injeção em um só mandril com alta pressão	Thornhill - Craver	-	reduzido	nitrogênio a alta pressão
Schmidt <i>et al</i>	1990	análise de sensibilidade para situação futura	modelo dos <i>TUALP</i>	critérios de Asheim	elevado	métodos tradicionais
Winkler&Eads	1991 e 1993	p_1 maior que a prevista para variações no IP	Winkler & Eads	pequenos diâm. sede	elevado	métodos tradicionais
Almeida	1992	cálculo de mandris para as condições futuras	modelo dos <i>TUALP</i>	-	reduzido	nitrogênio a alta pressão
Rath	1993	várias alternativas de colunas	modelo dos <i>TUALP</i>	-	elevado	métodos tradicionais
Winkler	1994/5	-	Winkler & Eads	pequenos diâm. sede	elevado	métodos tradicionais
Hall&Decker	1995	sugerem Kanu <i>et al</i>	modelo dinâmico	-	-	simulador transiente

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTOS PARA DIMENSIONAMENTO DE GLC

Neste capítulo são revistos conceitos fundamentais para o dimensionamento de GLC em poços marítimos, sob condições variáveis de reservatório. Nas metodologias utilizadas no Brasil para este dimensionamento (Cap. 4 e 5), são usadas curvas de LGPI para representar o comportamento do reservatório e do fluxo multifásico no poço e linhas de produção. O desempenho das válvulas de *gas lift* exerce papel fundamental na definição da profundidade dos mandris e das vazões de líquido a serem obtidas numa instalação. A estabilidade da produção em poços com GLC é outro fator que deve ser analisado na fase de dimensionamento do GLC, principalmente quando grandes diâmetros de sede das válvulas são utilizados. Métodos alternativos de descarga costumam ser empregados em poços marítimos para reduzir o número de mandris e válvulas requeridos e são também descritos neste capítulo.

3.1 - Curva de Lugar Geométrico dos Pontos de Injeção (LGPI)

Por curva de lugar geométrico dos pontos de injeção (LGPI) ou curva de equilíbrio, entende-se um gráfico profundidade *versus* pressão, constituído por diversos pontos possíveis de injeção de gás no tubo.

O traçado da curva depende da RGLI escolhida, sendo a cada ponto da curva de LGPI associados uma vazão de líquido produzida, uma vazão de injeção de gás, e uma pressão e temperatura de fluxo no tubo, como pode ser visualizado na Fig. 3.1. Quanto maior for a pressão disponível para a injeção de gás no revestimento, mais profundo estará o ponto de injeção e maior será a vazão de líquido obtida, até que se atinja a profundidade máxima de injeção, normalmente alguns metros acima do *packer*.

A geração da curva de LGPI é possível através da utilização de curvas de IPR para representar o comportamento do reservatório (Brown, 1984) e da simulação

do fluxo multifásico desde o fundo do poço até as instalações de superfície, em geral, utilizando correlações semi-empíricas (**Brill & Beggs, 1984**).

Um determinado critério deve ser usado para a determinação da RGLI. Esta pode ser constante, econômica ou ótima. A RGLI econômica é aquela que iguala os custos com maiores volumes de gás injetados com a receita adicional obtida com o aumento de produção correspondente, enquanto que a RGLI ótima é aquela que maximiza a produção de líquido. Estes valores variam com a profundidade de injeção de gás.

A curva de LGPI, para uma RGLI constante e utilizando-se um perfil de temperatura conhecido, pode ser obtida pelo procedimento ilustrado na Fig. 3.2. Dada uma vazão de líquido q_{fl} , a pressão de fluxo no fundo do poço (p_{wf}) é obtida através da IPR, e a curva de pressão disponível no tubo calculada por uma correlação empírica com a razão gás-líquido original da formação (RGLF). A partir da pressão na cabeça do poço (p_{wh}) requerida para escoar a vazão q_{fl} até o separador de produção, é calculada a curva de pressão requerida para esta vazão, com a RGLF sendo acrescida da RGLI desejada. A interseção destas curvas, determina um dos pontos da curva de LGPI, tendo a ele associado a vazão de líquido e a vazão de gás de injeção utilizadas no cálculo. Repetindo o procedimento para outras vazões de líquido os demais pontos da curva de LGPI são determinados.

A curva de LGPI é uma excelente ferramenta para se analisar a sensibilidade de parâmetros que influenciam no dimensionamento do GLC. Por exemplo, o efeito de variações nas condições de reservatório ao longo do tempo (pressão estática, IP, BSW e RGLF), dos perfis de temperatura, das correlações empíricas para cálculo dos gradientes de pressão em fluxo multifásico, do diâmetro e do comprimento da coluna e linhas de produção.

Maiores detalhes sobre a curva de LGPI podem ser encontrados em **Motta Filho (1985)**, ou ainda, sob a denominação de curvas de equilíbrio em **Brown (1980)** e no manual do **API (1984)**. Procedimentos mais complexos para obtenção da curva de LGPI, utilizando-se RGLI ótima ou econômica, podem ser encontrados em **Almeida (1992)**. Procedimento para o cálculo térmico, em função da geometria do sistema e características dos fluidos, pode ser encontrado, por exemplo, em **Hasan & Kabir (1993)**.

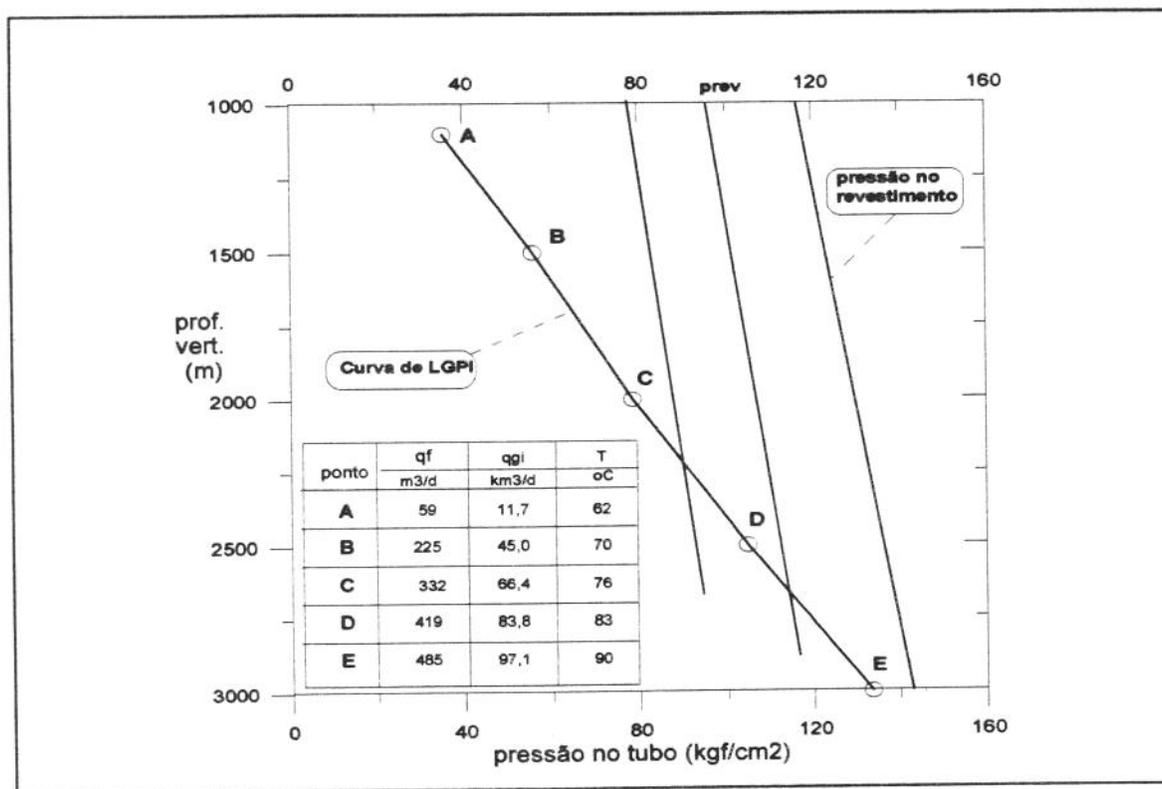


Figura 3.1 - Curva de Lugar Geométrico dos Pontos de Injeção (LGPI)

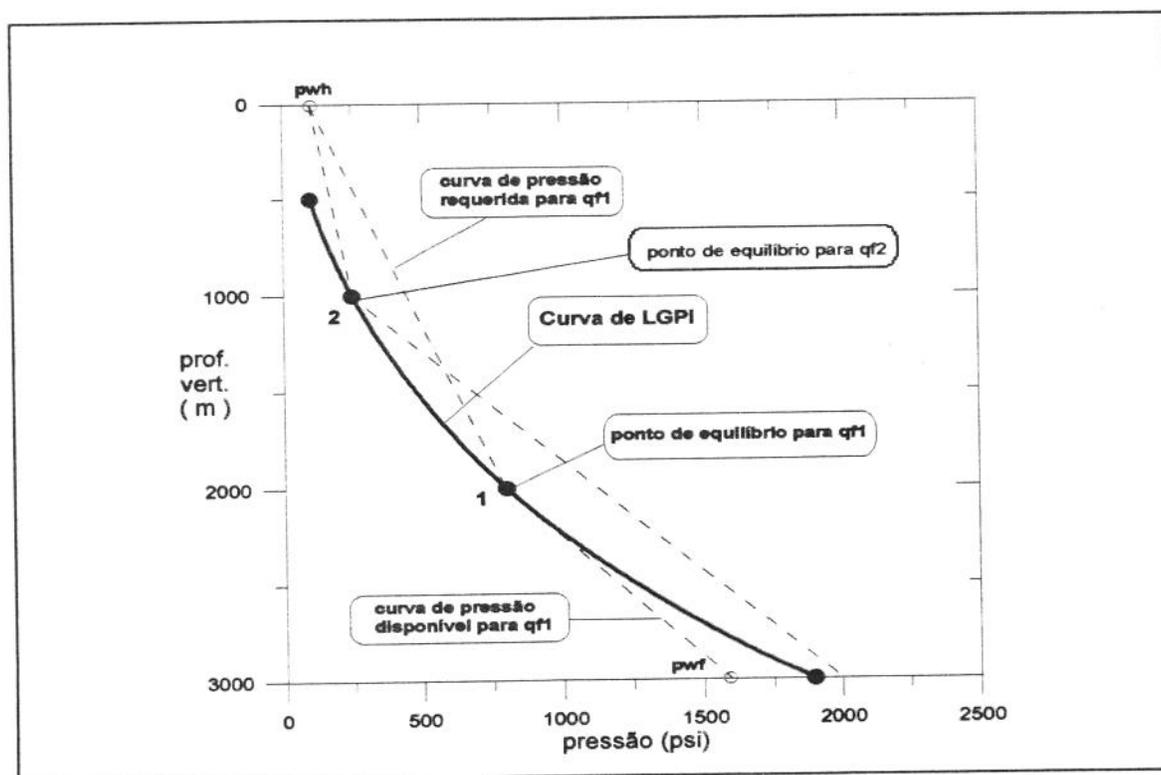


Figura 3.2 - Determinação da curva de LGPI para RGLI constante

3.2 - Válvulas de *gas lift*

Neste item são abordados aspectos relativos ao funcionamento das válvulas de pressão, operadas pela pressão do revestimento, cujos componentes foram ilustrados na Fig. 1.2.

O fole carregado com nitrogênio exerce uma força (pressão do nitrogênio p_{bt} atuando sobre a área da seção transversal do fole, A_b) que empurra o conjunto haste/esfera contra a sede (de área A_p), tendendo a fechar a válvula.

As pressões no revestimento e no tubo (atuando nas áreas A_b ou A_p) são responsáveis pelas forças tendendo a abrir a válvula, e permitir a passagem de gás do revestimento para o tubo. A válvula de retenção (*check valve*), impede o fluxo no sentido contrário.

Para o dimensionamento de colunas de GLC é necessário conhecer o comportamento destas válvulas em relação às condições de operação a que estão expostas, isto é, determinar se estão fechadas ou abertas e qual a vazão de gás que permitem passar. Maiores informações sobre o assunto podem ser encontradas, por exemplo, em Matos (1980), Alhanati (1986), Winkler (1987), Almeida (1991a, b; 1995) e Escalante Nuñez (1994). Alguns aspectos fundamentais para o dimensionamento de GLC são resumidos a seguir.

3.2.1 - Abordagem tradicional

A válvula é considerada totalmente aberta ou totalmente fechada. As condições de abertura ou fechamento são determinadas pela comparação entre a pressão do revestimento (p_c) e dois valores, conhecidos como pressão de abertura (p_{vo}) e pressão de fechamento (p_{vc}), calculados a partir do balanço das forças atuantes no sistema estático:

$$p_{vo} = \frac{p_{bt}}{1 - R_v} - P^i \cdot \frac{R_v}{1 - R_v}, \quad (3.1)$$

e,

$$p_{vc} = p_{bt} , \quad (3.2)$$

onde, p_{bt} é a pressão no interior do fole à temperatura de operação, p_t é a pressão no tubo, a jusante da válvula, e R_v é uma constante da válvula (com valor aproximadamente igual a A_p/A_b). Assim, p_{vo} seria a pressão mínima no revestimento para abertura da válvula, e p_{vc} a pressão abaixo da qual a válvula estaria fechada.

A válvula é calibrada em uma bancada de testes, de forma que abra e feche nas condições de projeto desejadas. A pressão de calibração (p_{cal}) é a pressão de abertura da válvula, para as condições existentes de temperatura (T) e pressão na bancada ($p_t = 0$ e $T = T_{cal}$). Assim, a partir da Eq. 3.1,

$$p_{cal} = \frac{p_{b@T_{cal}}}{1 - R_v} , \quad (3.3)$$

onde T_{cal} é em geral padronizada em 60 ou 80 °F, e p_b é obtida, corrigindo-se adequadamente a pressão no fole na profundidade da válvula (p_{bt}) para a temperatura da bancada.

A pressão de calibração expressa nas condições de fundo (p_{calt}), exerce um papel importante na análise do comportamento dinâmico da válvula, como será visto oportunamente, e é calculada por,

$$p_{calt} = \frac{p_{bt}}{1 - R_v} . \quad (3.4)$$

Este tipo de abordagem, considera que a válvula está totalmente aberta para qualquer p_c maior que p_{vo} , e, nestas condições, se comporta como um orifício com diâmetro constante e igual ao da sede. A vazão de gás é calculada a partir da equação para fluxo de gás através de orifícios conhecida como equação de Thornhill-Craver, que aparece na literatura sob diversas formas, a depender das simplificações e unidades utilizadas.

Almeida (1991b) apresenta a dedução desta equação a partir de princípios termodinâmicos e hipóteses simplificadoras (gás perfeito, regime permanente, escoamento unidimensional e isentrópico entre outras), resultando em :

$$q_{gi} = C_1 \cdot C_d \cdot A_p \cdot p_c \cdot \frac{\sqrt{2 \cdot \left(\frac{k}{k-1}\right) \cdot (r_v^{(2/k)} - r_v^{(k+1)/k})}}{\sqrt{\gamma_g \cdot T}}, \quad (3.5)$$

onde,

q_{gi} é a vazão de gás calculada pela válvula,

C_1 é um coeficiente que depende do sistema de unidades e condições padrão para cálculo da vazão de gás empregados,

C_d é um coeficiente de descarga, determinado de diferentes formas, por diversos autores,

A_p é a área de passagem do gás, no caso, igual à área da sede da válvula,

p_c é a pressão a montante da válvula,

k é a razão entre os calores específicos do gás a pressão e volume constantes,

γ_g é a densidade do gás injetado,

T é a temperatura de injeção e,

r_v a razão entre as pressões absolutas no tubo e revestimento, na profundidade da válvula, maior ou igual a r_{cp} , onde, r_{cp} é a razão para fluxo crítico, calculada por :

$$r_{cp} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{k/(k+1)} \quad (3.6)$$

Freqüentemente, o fator de compressibilidade do gás (z) é incluído no radicando do denominador da Eq. 3.5, para corrigir os resultados para gases reais. Outras vezes este efeito é incluído na determinação do coeficiente de descarga C_d .

No sistema inglês, onde as vazões são em kcf/d, as pressões em psia, a área em in² e a temperatura em graus Rankine, e considerando-se condições padrão de 14,65 psia e 60 °C, o valor do coeficiente C_1 é igual a 155,5.

Este tipo de abordagem preponderou nos cálculos de GLC até meados da década de 80. Diversos estudos, realizados a partir de trabalho elaborado por Neely *et al* (1974), comprovaram experimentalmente ser esta abordagem inadequada. Devido às válvulas não abrirem completamente para p_c maior que p_{vo} , as vazões de gás calculadas pela Eq. 3.5 são, em geral, superiores às realmente observadas nas válvulas de pressão.

3.2.2 - Comportamento dinâmico

Neste item são resumidos alguns aspectos relativos ao comportamento dinâmico das válvulas de *gas lift*, incluindo a nomenclatura utilizada para os regimes de fluxo pela válvula e modelos para determinação da vazão de gás pelas válvulas.

3.2.2.1 - Modelos propostos na Universidade de Tulsa

Desde 1983 pesquisas na Universidade de Tulsa, EUA, vêm sendo realizadas visando modelar o comportamento dinâmico de válvulas de *gas lift*, no âmbito dos TUALP. Revisões atualizadas destas pesquisas, que geraram várias teses de pós-graduação, podem ser encontradas em Escalante Nuñez (1994) e Rodriguez (1992).

Alguns dos modelos desenvolvidos correlacionam estatisticamente os dados experimentais coletados. Outros tentam modelar analiticamente o comportamento das válvulas a partir de expressões envolvendo a distribuição de pressões no interior da válvula, o deslocamento da haste em relação à sede e as áreas efetivamente abertas ao fluxo.

A partir de testes realizados em aparatos experimentais, tentando representar as condições de fluxo encontradas durante a operação dos poços, foram identificadas regiões de operação características das válvulas de *gas lift*. Estas regiões, são similares às reportadas por Neely *et al* (1974) e Winkler & Camp (1985).

Um dos trabalhos pioneiros na área, foi o de Biglarbigi (1985), cujas principais conclusões foram reportadas por Alhanati (1986) e complementadas por Almeida (1995). Os regimes de fluxo definidos a partir dos experimentos realizados nos TUALP, são ilustrados na Fig. 3.3.

Cada curva mostrada nesta figura corresponde a uma situação de teste, com pressão fixa no revestimento (p_c) e pressões no tubo (p_t) declinantes, de p_c a zero. Assim, na curva I, a pressão no revestimento é p_{lim} , na curva III é p_{cIII} , e assim por diante. Para algumas pressões no revestimento, existe um valor mínimo para a pressão de tubo, p_{tmin} , abaixo do qual a válvula está fechada.

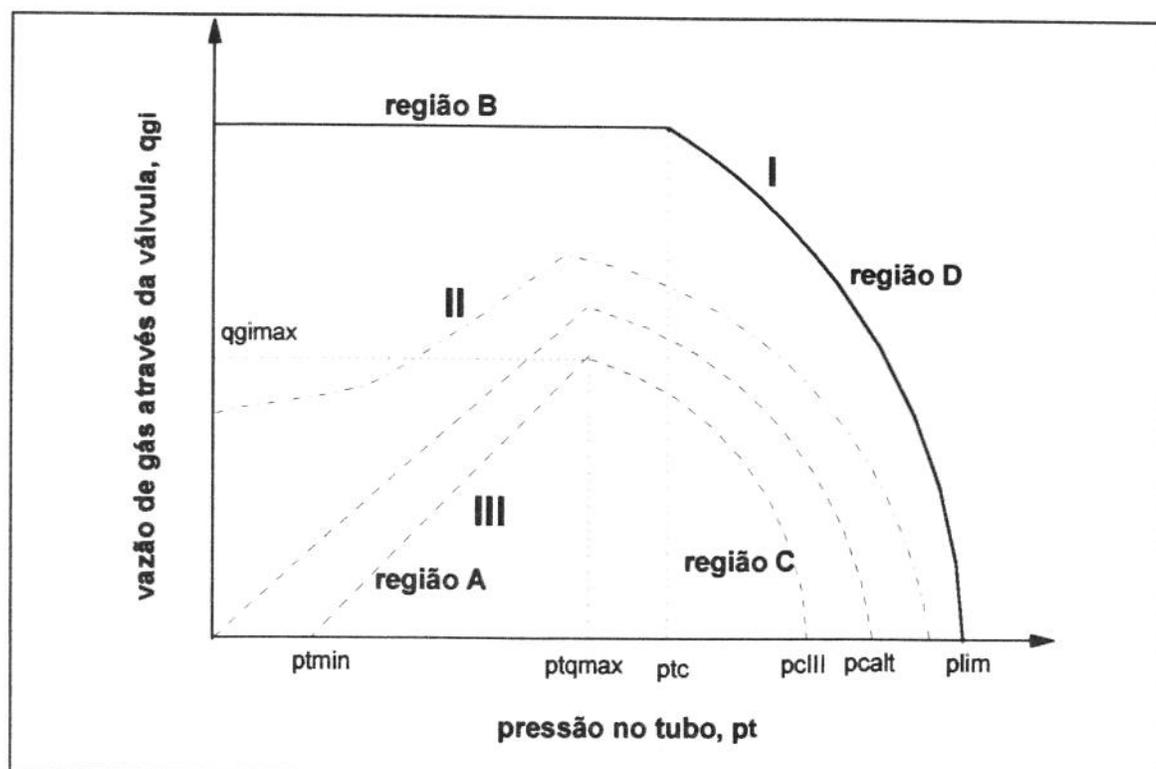


Figura 3.3 - Regimes de fluxo em válvulas de *gas lift* segundo os TUALP (I - regime de orifício ; II - regime de transição ; III - regime de estrangulamento)

- Regime de fluxo em orifício (curva I)

Ocorre para pressões de revestimento (p_c) maiores ou iguais a um determinado limite, p_{lim} , sendo caracterizado por duas regiões distintas. Na região B, onde a pressão do tubo p_t é menor que a pressão crítica (p_c), ocorre fluxo crítico, e a vazão de gás é constante para uma determinada pressão de revestimento. Na região D, onde p_t é maior que p_c , ocorre fluxo subcrítico, e a vazão de gás é crescente, para uma pressão de revestimento fixa, com o aumento de Δp_{π} (diferencial de pressão revestimento-tubo). Neste regime de fluxo a válvula está sempre totalmente aberta, independentemente da pressão no tubo.

- **Regime de fluxo em estrangulamento (curva III)**

Este regime é dividido em duas regiões distintas. Na região A, para uma pressão de revestimento p_{cIII} , é necessária uma pressão no tubo mínima (p_{tmin}) para permitir a abertura da válvula e a passagem de gás. A vazão de gás q_{gi} é crescente com o aumento de p_t até atingir um valor máximo, q_{gimax} . A partir deste ponto, na região C, a vazão de gás tem comportamento similar ao verificado no regime em orifício, sendo reduzida à medida que a pressão de tubo aumenta (menor diferencial de pressão Δp_{rt}). Este regime é geralmente definido no âmbito dos *TUALP*, quando as pressões de revestimento são menores que p_{calt} (Eq. 3.4). A região A é denominada em alguns dos trabalhos dos *TUALP* como de “estrangulamento crítico”. A região C, da mesma forma, é conhecida como de “estrangulamento subcrítico”.

- **Regime de transição (curva II)**

Este regime é observado para pressões de revestimento entre p_{calt} e p_{lim} . Diferencia-se do regime em estrangulamento por haver passagem de gás pela válvula mesmo se a pressão de tubo for zero e, do regime em orifício, pela queda da vazão para pequenos valores de p_t .

Devido a rara ocorrência deste regime nos experimentos realizados, ele costuma ser desprezado nas modelagens propostas nos *TUALP*.

A determinação do valor para p_{lim} porém, assume importância no dimensionamento do GLC, quando os modelos usados para cálculo da vazão de gás são diferentes para cada regime de fluxo. Um dos modelos mais conhecidos, o de *Nieberding et al.* (1990; 1993), define p_{lim} como igual a p_{calt} . O modelo de *Acuña et al.* (1992), define p_{lim} como o produto de p_{bt} por um fator $(1+F_e)$, onde o F_e é obtido experimentalmente. Em ambos, o p_{lim} varia com o tipo de válvula usado.

A última versão das metodologias para determinação da vazão através de válvulas de *gas lift* operadas pela pressão do revestimento, divulgada pelos *TUALP*, é a revista por *Escalante Nuñez* (1994). Ela é composta por quatro diferentes modelos, sendo um para o regime de orifício (*Nieberding et al.*, 1990), dois para o regime de

estrangulamento (Rodríguez, 1992; Acuña, 1992) e o mais recente, desenvolvido por Escalante Nuñez (1994), onde o cálculo da vazão nos dois regimes de fluxo é feito a partir de um modelo unificado. Neste modelo, é definida uma variável adimensional, obtida experimentalmente, relacionada ao deslocamento da haste da válvula em relação a sede e à uma área efetiva de fluxo a ser usada em equação tipo a de Thornhill-Craver.

Para válvulas tipo R-20, as mais usadas no Brasil, o desempenho dos modelos para o regime de estrangulamento é precário. Avaliação feita por Rodríguez (1992), usando o banco de dados dos TUALP, mostrou erros absolutos percentuais médios da ordem de 80 % quando as vazões calculadas foram comparadas às medidas. O modelo unificado, segundo Escalante Nuñez (1994), também não se aplica a este tipo de válvula.

3.2.2.2- Mapa de tipo de comportamento das válvulas

Almeida (1991a, 1995), a partir das equações básicas vistas no item 3.2.1, definiu um “mapa de tipo de comportamento das válvulas” que ilustra, dependendo dos valores de p_c e p_t , o comportamento dinâmico das válvulas e os regimes de fluxo vistos no item anterior.

A “equação de calibração”, como é conhecida a Eq. 3.1, é representada pela reta R1 na Fig. 3.4, para p_{bt} e R_v fixos. Pontos (p_c , p_t) acima desta reta correspondem a situações onde a válvula está total ou parcialmente aberta. Pontos acima da reta R2 (definida para p_c igual a p_t), definem a existência de diferencial de pressão (Δp_r) positivo pela válvula. Logo, só pode haver fluxo de gás na região sombreada, onde as duas condições acima são simultaneamente satisfeitas.

Almeida, ainda que em outros trabalhos discordasse da nomenclatura utilizada nos TUALP, associou as regiões I, II e III, na parte sombreada da figura, aos regimes de fluxo definidos anteriormente. Assim,

- na região IV, fora da faixa sombreada, onde a pressão no revestimento p_c é menor que p_{vo} , ou menor que p_t , não há fluxo de gás;
- na área sombreada correspondente à região III, para $p_{vc} < p_c < p_{calt}$, e $p_{tmin} < p_t < p_c$, a válvula estaria parcialmente aberta, e o regime de fluxo seria o de estrangulamento;
- na região II, com $p_{calt} < p_c < p_{lim}$ e $p_t < p_c$, o regime de fluxo seria o de transição, e,

- na região I, onde p_c é maior que p_{lim} e p_t menor que p_c , a válvula estaria totalmente aberta e o regime de fluxo seria o de orifício.

A pressão mínima, p_{tmin} , referenciada acima, é calculada, pelo balanço de forças, a partir da Eq. 3.1 :

$$p_{tmin} = \frac{p_{bt}}{R_v} - p_{vo} \cdot \frac{(1 - R_v)}{R_v} \quad (3.7)$$

No Cap.5 esta análise é expandida, implementando-se neste mapa outras retas que permitem redefinir os regimes de fluxo em válvulas de *gas lift*.

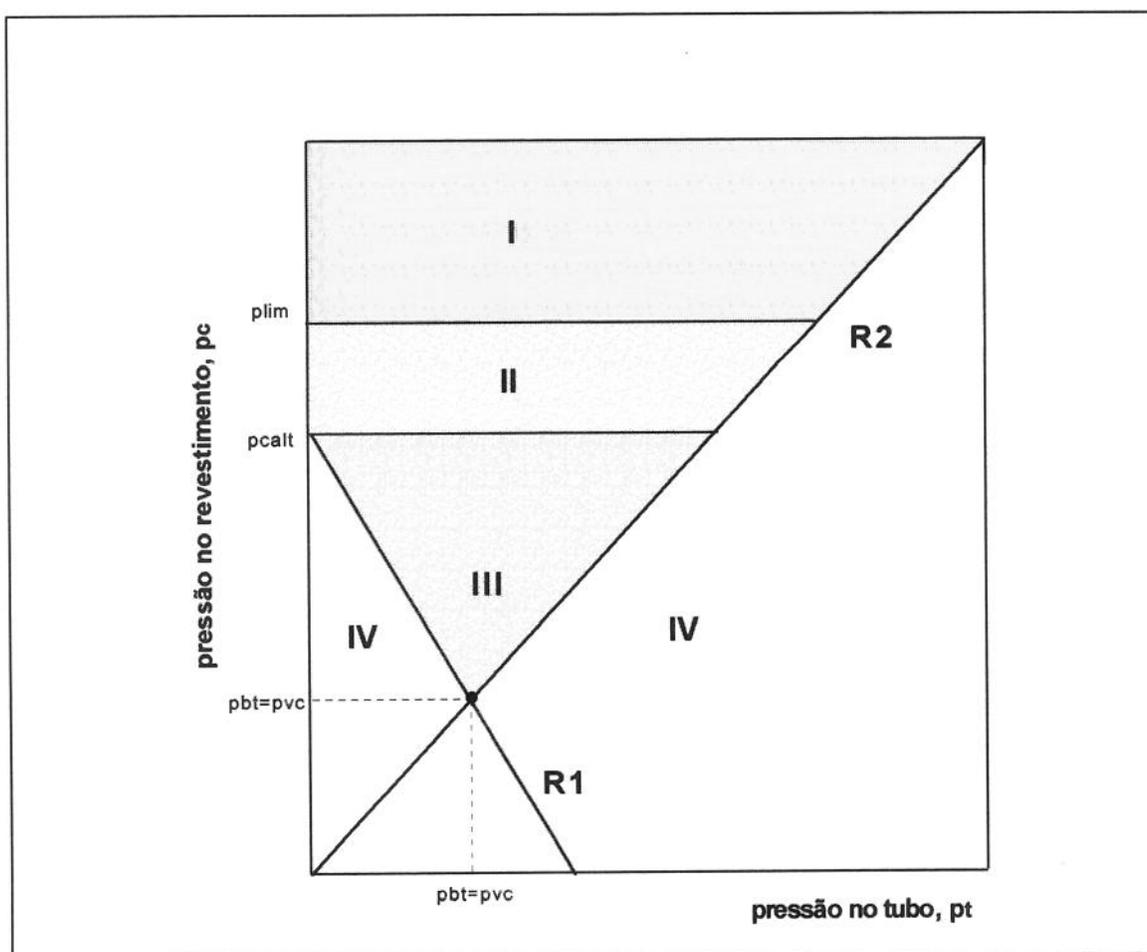


Figura 3.4 - Mapa de tipo de comportamento das válvulas
(adaptado de Almeida, 1995)

3.2.2.3 - Modelo proposto por Winkler & Eads (1993)

Winkler & Camp (1985) e Hepguler *et al* (1993) procuraram associar o deslocamento da haste em relação à sede nas válvulas de pressão a uma área efetiva de fluxo (A_{ef}), variável com as condições de operação, e, substituindo A_p por A_{ef} , calcular a vazão de gás através das válvulas, através de expressões do tipo da equação de Thornhill-Craver (Eq. 3.5).

Winkler & Eads (1993) apresentaram um modelo analítico com esta finalidade, a partir de diversas premissas simplificadoras:

- a válvula tem sede com cantos vivos, sem chanfros, e a ponta da haste é esférica, com diâmetro externo 1/16" maior que o diâmetro da sede A_p ;
- é assumido que a pressão no interior do fole não aumenta quando ele é comprimido;
- é assumido não haver restrições ao fluxo devido à válvula de retenção;
- é utilizado o conceito de *bellows assembly spring rate*, B_{sr} , uma constante de mola do conjunto fole-haste, definida como a força necessária a ser aplicada sobre o fole, para haver um deslocamento unitário da haste. Este comportamento é assumido ser linear para o deslocamento da haste desde a posição fechada (sobre a sede) até o valor requerido para a válvula ficar totalmente aberta;
- é definido o *bellows assembly load rate*, B_{lr} , como o aumento de pressão exercida sobre o conjunto fole-haste para provocar o deslocamento unitário da haste em relação à sede, sendo seu valor obtido dividindo-se o B_{sr} pela área do fole A_b . Valores típicos são dados na Tab .3.1.

Tabela 3.1

Valores de B_{lr} e B_{sr} para válvulas de pressão sem mola

diâmetro externo →	1"	1 1/2"
B_{lr} (psi/in)	1200	400
B_{sr} (lbf/in)	372	308
A_b (in ²)	0,31	0,77

- para válvulas parcialmente abertas, a pressão do revestimento é suposta atuar sempre sobre a área do fole menos a área da sede e a pressão do tubo atuar sempre sobre a área da sede, apesar de na realidade estas áreas de atuação e pressões variarem com o deslocamento da haste em relação à sede;
- a área efetivamente aberta ao fluxo de gás (A_{ef}), é definida como a área lateral de um tronco de cone, gerado pelo movimento da esfera na ponta da haste em relação à sede, como mostrado na Fig. 3.5, e varia de zero a A_p (válvula totalmente aberta).

A vazão de gás pela válvula neste modelo é calculada pela equação de Thornhill-Craver (Eq. 3.5), utilizando a área efetiva A_{ef} no lugar da área da sede A_p , coeficientes de descarga apropriados e outras hipóteses simplificadoras.

O procedimento de cálculo a ser adotado para uma determinada válvula e condições de operação é dado a seguir:

- Determinar o deslocamento da haste (x) em relação à sede, a partir da diferença entre as forças de abertura e fechamento da válvula e do valor de B_{sr} :

$$x = \frac{(p_c - p_{bt}) \cdot A_b - (p_c - p_t) \cdot A_p}{B_{sr}} \quad (3.8)$$

- Determinar a área aberta ao fluxo, A_{ef} :

$$A_{ef} = \pi \cdot (r_{tf} + r_p) \cdot n \quad (3.9)$$

onde,

$$n = c_2 - r_b \quad (3.10)$$

e,

$$r_{tf} = \frac{r_p \cdot r_b}{c_2} \quad (3.11)$$

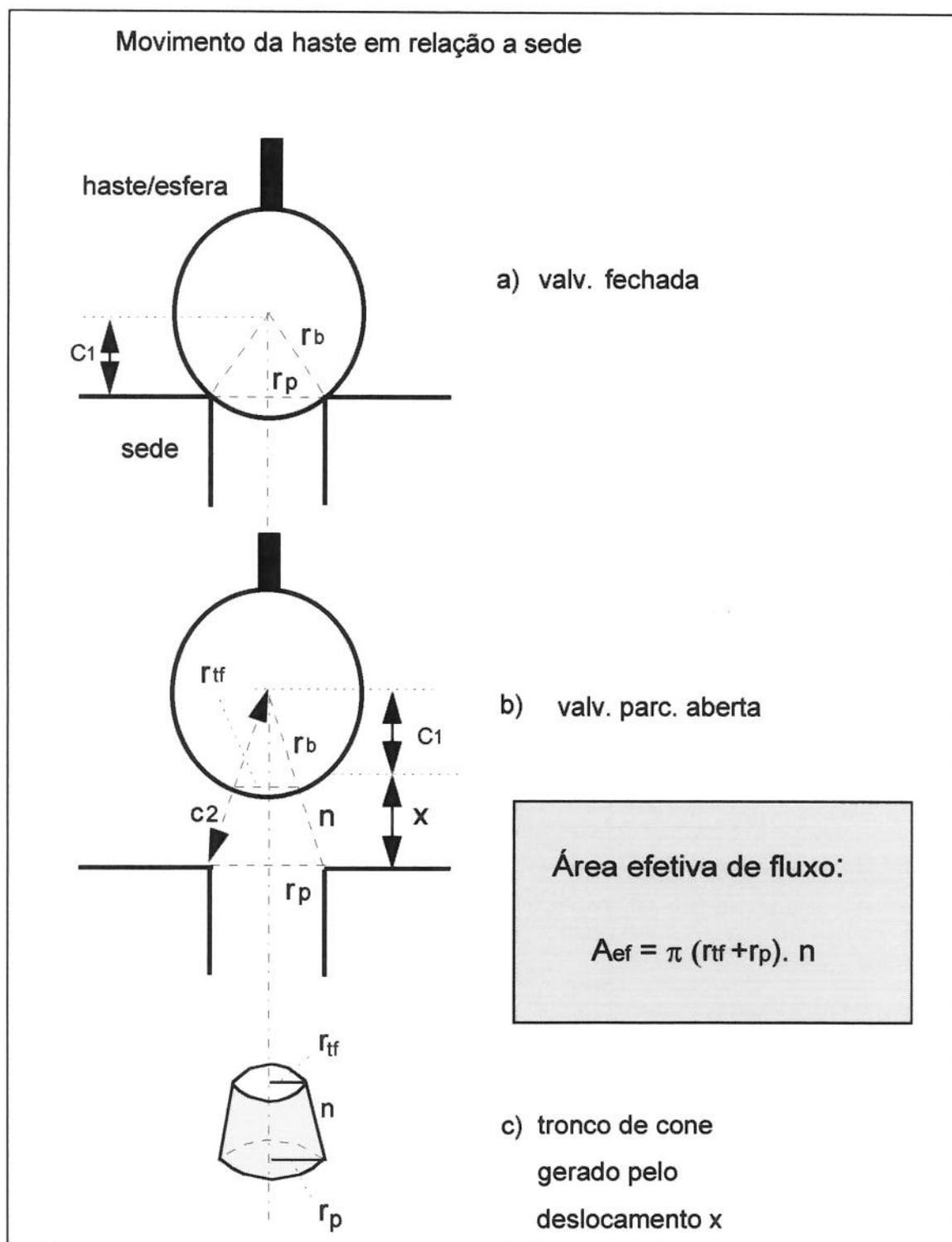


Figura 3.5 - Cálculo da área efetiva por Winkler & Eads (1993)

sendo,

$$c_2 = \sqrt{r_b^2 + (c_1 + x)^2}, \quad (3.12)$$

e,

$$c_1 = \sqrt{r_b^2 - r_p^2}. \quad (3.13)$$

Conforme mostra a Fig. 3.5,

r_{tf} é o raio da seção superior do tronco de cone,

r_p é o raio da sede (seção inferior do tronco de cone),

r_b é o raio da esfera na ponta da haste,

c_1 , c_2 e n , são variáveis auxiliares usadas para simplificar a notação, e

A_{ef} é a área efetiva aberta ao fluxo, sendo no máximo igual a A_p .

- Determinar a vazão de gás pela Eq. 3.14, observando a existência ou não de fluxo crítico (r_v sempre maior ou igual a r_{cp}):

$$q_{gi} = 2946 \cdot A_{ef} \cdot p_c \cdot \frac{\sqrt{\left(\begin{matrix} 1,587 & 1,794 \\ r_v & -r_v \end{matrix} \right)}}{\sqrt{T + 460}}, \quad (3.14)$$

onde,

q_{gi} é a vazão de gás pela válvula, em kscf/d,

A_{ef} a área aberta ao fluxo, em in²,

p_c a pressão no revestimento, em psia,

r_v , razão entre pressões absolutas no tubo e revestimento, e,

T é a temperatura de injeção, em °F.

Winkler & Eads (1993) para chegar à Eq. 3.14, utilizaram as seguintes simplificações nas Eq. 3.5 e 3.6:

- condições-padrão de p e T iguais a 14,65 psia e 60 °F;
- densidade do gás igual a 0,65;

- coeficiente de descarga constante e igual a 0,865;
- razão dos calores específicos do gás, $k = 1,26$ ($r_{cp} = 0,553$);
- fator de compressibilidade do gás, $z = 1$;

Nas simulações efetuadas neste trabalho (Cap. 6), foi adotada a Eq. 3.5 para determinação da vazão de gás pela válvula, utilizando-se a Eq. 3.9 para calcular a área efetiva de fluxo, condições-padrão de p e T iguais a 14,7 psia e 20 °C, densidade do gás igual 0,7 e valor de k igual a 1,3. O coeficiente de descarga foi considerado variável com o diâmetro da sede da válvula (Winkler & Camp, 1985) e o fator de compressibilidade do gás calculado a cada condição de operação.

3.2.3- Problemas operacionais em válvulas

Santos & Villar (1993) em trabalho sobre otimização da produção por *gas lift* na Petrobras, mostraram que 52 % dos motivos de intervenção com unidades de arame em poços da Região de Produção da Bahia eram devidos a problemas em válvulas de *gas lift*, como fole furado, vazamentos e descalibração. Após implantado novo procedimento de envelhecimento das válvulas antes da descida no poço, este percentual caiu para 30 %, mas ainda pode ser considerado excessivo.

Lagerlef (1993) discutiu os resultados de um programa de melhoria de qualidade conduzido pela ARCO Alaska e fornecedores de válvulas de *gas lift*, para Prudhoe Bay. Algumas características operacionais são similares às encontradas na Bacia de Campos: os poços tem profundidades verticais de até 2650 metros, índices de produtividade (IP) de até 50 m³/d/kgf/cm² e temperaturas de fundo chegando a 104 °C.

As válvulas utilizadas eram de 1 1/2" de diâmetro, operadas pela pressão do revestimento, com pressões de calibração e operação chegando a 2000 psig e expostas a temperaturas ambientes muito baixas (até -45 °C). Válvulas com fole carregado eram utilizadas para descarga e também como operadoras, de forma a permitir a operação dos poços, sob diversas condições de BSW e IP's, sem necessitar troca das colunas de GLC.

Foram constatadas, durante o programa, variações entre as pressões de calibração (p_{calt}) iniciais, e medidas após determinado tempo de operação, superiores a

± 25 psi, em 50 % das válvulas utilizadas entre 1981 e 1990. Este percentual caiu para 34 % após implantados os procedimentos de calibração e testes recomendados pelo API-RP-11V7 (1990), mostrando haver outros fatores influentes. Algumas das razões levantadas por Lagerlef para explicar as variações na p_{calt} , foram as extremas variações de temperatura existentes, vazamentos na válvula de enchimento do fole, deformações mecânicas nas válvulas durante as operações de instalação e retirada no poço, e deformações no fole devido a excessivos diferenciais de pressão aplicados nos procedimentos de envelhecimento e calibração das válvulas. Estes diferenciais podem chegar a valores entre 2000 e 3000 psi, sendo o máximo garantido pelo fabricante de 260 psi e o limite elástico do material do fole em torno de 1500 psi.

Segundo Lagerlef, análises efetuadas em 659 válvulas utilizadas neste período de 10 anos, e com vida útil nos poços em torno de um ano e meio, mostraram que 29 % destas válvulas apresentaram problemas, sendo 18 % relativos a vazamentos na válvula de retenção, 9 % no fole e 2% por desgaste na sede. Estes percentuais variaram a depender do fabricante das válvulas.

Em razão dos dados levantados neste programa, novos procedimentos de projeto foram implementados, sendo o principal o aumento do diferencial de pressão entre as pressões superficiais de fechamento de válvulas consecutivas para cerca de 50 psi, de forma a absorver possíveis variações na pressão de calibração das válvulas. A não utilização destes diferenciais poderia levar a abertura ou fechamento das válvulas fora de seqüência e conseqüentes problemas operacionais.

De acordo com os resultados divulgados nos dois trabalhos acima citados, cerca de 30 % das válvulas de *gas lift* instaladas nos poços podem apresentar problemas durante a operação, confirmando, portanto, ser recomendável a utilização de métodos de dimensionamento que racionalizem o número de válvulas instaladas e incluam fatores de segurança adequados no projeto.

3.3- Estabilidade da produção em poços com GLC

Problemas de instabilidades na produção dos poços são freqüentemente citados na literatura e vivenciados por operadores em todo o mundo. Tais problemas algumas vezes se manifestam pela produção em golfadas de líquido e gás, com grandes oscilações nas pressões na cabeça dos poços e/ou na pressão de injeção de gás no revestimento.

Em poços surgentes, a análise de estabilidade é feita a partir de um gráfico de pressão no tubo *versus* vazão, como mostrado na Fig. 3.6. A curva de IPR, representa a pressão disponível existente para a produção dos fluidos até a superfície. A curva de TPR (*tubing performance relationship*), representa a pressão requerida para elevar os fluidos até a superfície. As interseções **A** e **B**, entre as curvas, definem os pontos possíveis de produção.

Se, a partir de **B**, for provocado um acréscimo de vazão, a pressão requerida passa a ser maior que a disponível e a vazão tende a cair, retornando ao ponto inicial. Se acontecer um decréscimo na vazão a partir de **B**, com a pressão requerida resultante sendo menor que a disponível, a vazão tende a aumentar, retornando ao ponto inicial. O ponto **B** é denominado de equilíbrio estável. Por raciocínio similar, o ponto **A**, de menor vazão, é um ponto de equilíbrio instável.

Nos poços com GLC este raciocínio não se aplica, devido a variação na vazão de gás injetado a cada variação da pressão do tubo, como discutido por **Alhanati et al** (1993).

Gruppig et al (1984a, b) apresentaram os mecanismos de formação de um dos principais tipos de instabilidades em poços com GLC, conhecido como cabeceio. A análise é feita a partir de uma instalação convencional de *gas lift*, supondo um *choke* de pequeno diâmetro na superfície, e uma válvula de orifício (com diâmetro superior ao do *choke*) acima do *packer*, no fundo do poço.

A Fig. 3.7 ilustra, qualitativamente, o comportamento esperado para as pressões do tubo no fundo do poço (p_t), na cabeça do poço (p_{wh}) e no revestimento (p_c), a montante da válvula de *gas lift*, em um ciclo típico de cabeceio. No ponto 1, não há fluxo de gás, já que a pressão no tubo é igual à do revestimento. A partir deste instante, a pressão no tubo no fundo do poço cresce, com a alimentação de fluido do reservatório.

A pressão no revestimento também irá subindo, mais lentamente, devido a injeção contínua de gás pelo *choke* na superfície, até atingir a pressão no tubo (ponto 2), sendo então iniciada a gaseificação da coluna. Isto provoca redução da pressão no tubo no fundo do poço e, conseqüentemente, aumento da vazão de líquido e da pressão na cabeça (trecho 2-3). Com a vazão de gás limitada pelo *choke* na superfície, e a vazão pela válvula atingindo valores maiores que este limite, a massa de gás no anular começa a diminuir, provocando queda da pressão no revestimento e da vazão de gás pela válvula, da vazão de líquido e da pressão na cabeça (trecho 2-4). A partir de um certo instante, a pressão do revestimento novamente se iguala à pressão do tubo, e a injeção pela válvula cessa (ponto 4), encerrando um ciclo típico de cabeceio.

Diversas técnicas tem sido utilizadas para analisar fenômenos desta natureza. Algumas, envolvem simulação computacional dos transientes em todos os subsistemas envolvidos (Gruppig *et al*, 1984a; b ; Oliveira, 1995). Outros pesquisadores, porém, optaram pelo desenvolvimento de critérios analíticos, assumindo modelos simplificados para o reservatório, o fluxo na coluna de produção e no sistema de injeção de gás, como os propostos por Asheim (1988) e Alhanati *et al* (1993). Estes, apesar de menos precisos, vêm sendo utilizados em programas de dimensionamento de GLC (Schmidt *et al*, 1990), por não requerer grande esforço computacional.

Neste trabalho, foram utilizados os critérios de Alhanati *et al* (1993). Estes autores fizeram uma revisão dos critérios anteriormente propostos e expandiram os critérios de Asheim (1988), de forma a incorporar os diferentes regimes de fluxo possíveis tanto no *choke* de injeção de gás na superfície, como nas válvulas de *gas lift* no fundo do poço. Sob restrições apropriadas, os critérios de Alhanati *et al* (1993) reproduzem os propostos por Asheim (1988).

No Anexo A é apresentado o desenvolvimento matemático dos critérios de estabilidade propostos por Alhanati *et al*, que são também resumidos na Tab. 3.2.

Assumindo-se que o diferencial de pressão (Δp_r) seja pequeno e o fluxo pela válvula isotérmico, as Eq. A-35, A.41 e A.42 (Tab. 3.2) são simplificadas, respectivamente, para :

$$(F_1 - 1) + F_3 > 0, \quad (3.15)$$

$$(F_1 - 1) + F_3 \cdot F_c > 0, \quad (3.16)$$

e,

$$(F_1 - 1) + \frac{1}{F_c} > 0. \quad (3.17)$$

Os critérios de **Asheim** (1988) são derivados a partir das Eq. 3.15 a 3.17:

- se o diâmetro do *choke* é muito menor que o da válvula, $F_c \approx 1$ e o critério dominante de estabilidade passa a ser a Eq. 3.15, que é equivalente ao segundo critério de **Asheim**.
- se o diâmetro da válvula é muito menor que o do *choke*, F_c será grande e o critério dominante para a estabilidade será dado pela Eq. 3.17, que se reduz aproximadamente a $F_1 > 1$, que representa o primeiro critério de **Asheim**.

Algumas das medidas estabilizadoras, usualmente utilizadas no campo e sugeridas na literatura, são qualitativamente suportadas por estes critérios, como mostraram **Alhanati et al** (1993). Por exemplo :

- aumentar a vazão de injeção de gás (maior F_1 e F_3);
- restringir o poço na cabeça, reduzindo a produção e aumentando a pressão no tubo (maior F_1 e F_3);
- reduzir o diâmetro da sede da válvula de *gas lift* (maior F_1);

No caso de poços satélites, com ANM, os comprimentos e diâmetros das linhas de injeção de gás acarretam grandes volumes de gás (V_c) entre o *choke* e as válvulas de *gas lift*, e pequenos valores para o F_3 . Assim, as condições de estabilidade são favorecidas no caso de poços com ANS (menores V_c) e mesmas características de produção.

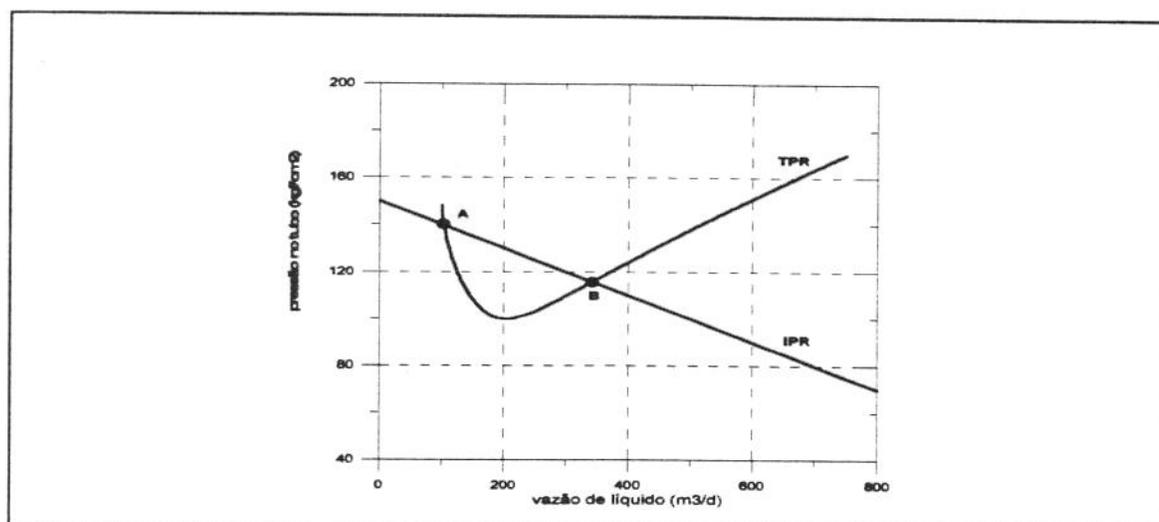


Figura 3.6 - Análise de estabilidade da produção em poços surgentes

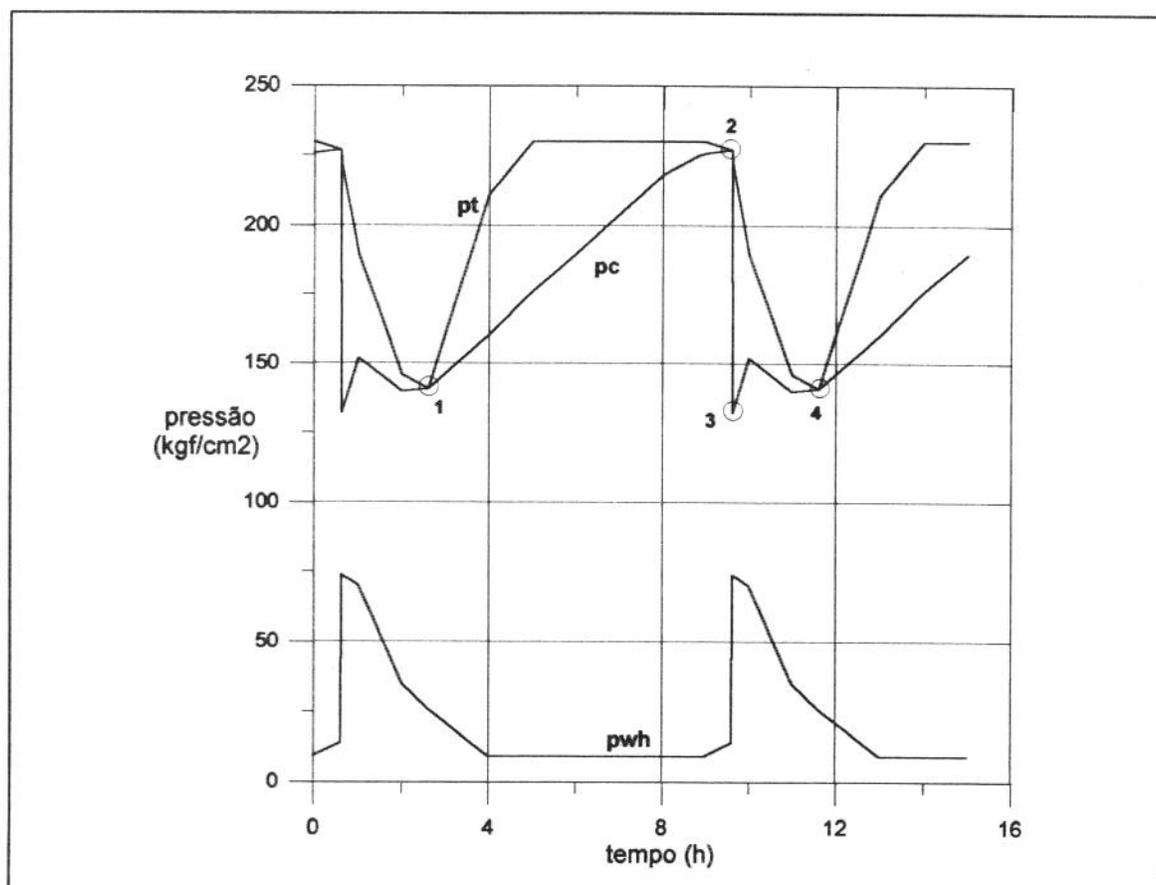


Figura 3.7 - Ciclo típico de cabeceio
(adaptado de Gruppig *et al* (1984b))

Tabela 3.2

Crêterios para estabilidade de poços com GLC
(Alhanati *et al* ,1993)

REGIME DE FLUXO PELO CHOKE NA SUPERFÍCIE	REGIÃO DE OPERA�O DA VÁLVULA DE GAS LIFT	
	REGIÕES C e D	REG. A e B
FLUXO SUBCRÍTICO (vazão variável de gás)	$\left(F1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F3 \cdot \frac{2-r_v}{\mu_v} \cdot F_c > 0 \quad (\text{Eq.A.41})$	SEMPRE ESTÁVEL
	$\left(F1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + \frac{1}{F_c} > 0 \quad (\text{Eq.A.42})$	
FLUXO CRÍTICO (vaz�o constante de g�s)	$\left(F1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F3 \cdot \frac{2-r_v}{\mu_v} > 0 \quad (\text{Eq.A.35})$	SEMPRE ESTÁVEL

$$F_c = 1 + \frac{(C_d \cdot A_p \cdot Y)_{ch}^2}{(C_d \cdot A_p \cdot Y)_v^2 \cdot \left(\frac{r_{ch} \cdot (2-r_v)}{\mu_{ch}}\right)}$$

$$F1 = \frac{B_f \cdot \rho_g \cdot q_g^2 \cdot J}{(C_d \cdot A_p \cdot Y)_v^2 \cdot q_f}$$

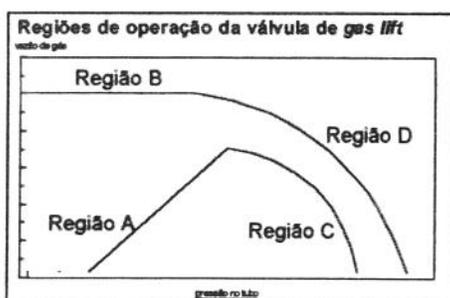
$$r_v = \frac{p_t}{p_c}$$

$$r_{ch} = \frac{p_c}{p_m}$$

$$\mu_v = \frac{(zT)_t}{(zT)_c}$$

$$F3 = \frac{(q_f + q_g) \cdot A_t \cdot p_t}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g \cdot q_f \cdot V_c}$$

$$\mu_{ch} = \frac{(zT)_c}{(zT)_m}$$



3.4- Métodos alternativos para a descarga de poços

Em poços *offshore*, é freqüente a utilização de métodos alternativos para a descarga do fluido de amortecimento. Isto visa permitir a redução do número de mandris e válvulas de GLC requeridos para esta descarga.

Na Bacia de Campos, em geral envolve a injeção de nitrogênio (a pressões superiores a 2000 psi) bombeado a partir de unidades móveis, que podem ser instaladas em barcos de apoio ou nas próprias plataformas.

No início da operação procura-se descarregar o máximo possível do fluido no poço, pela injeção de gás no revestimento com a pressão normal de compressão da plataforma. O fluido do revestimento passa pelas válvulas de *gas lift* e retorna pela coluna de produção, sendo direcionado para um queimador. Isto faz o nível de fluido no poço descer, estabilizando em uma determinada profundidade, normalmente ainda acima do primeiro mandril da coluna. A partir deste instante, três procedimentos costumam ser empregados:

- **Injeção de nitrogênio utilizando tubo flexível (flexi-tubo)**

Esta operação, também conhecida por *jet-lift*, consiste na injeção de nitrogênio através de flexi-tubo (em geral com 1" de diâmetro). Este possui uma ogiva em sua extremidade inferior, por onde o nitrogênio passa para a coluna de produção. A profundidade do flexi-tubo às vezes é variada durante a operação. Com a redução da pressão no interior da coluna, e como o revestimento ainda está pressurizado com gás, o fluido de amortecimento restante é deslocado, passando pelo espaço anular entre a coluna de produção e o flexi-tubo e sendo direcionado para o queimador. Bianco (1990, 1994) desenvolveu modelo numérico e um simulador computacional para o dimensionamento desta operação. A partir da geometria dos poço, composição das colunas, dados de testes de produção e características dos fluidos e do reservatório, é gerado um diagrama que relaciona a profundidade do flexi-tubo com a vazão e a pressão de bombeio de nitrogênio requeridas. A seleção adequada destes parâmetros permite otimizar o tempo previsto até o poço entrar em produção e o consumo de nitrogênio, fatores críticos na eficiência e custo da operação. Empregando-se esta técnica, o poço

pode ser descarregado até a profundidade do mandril desejado, permitindo então o início da operação normal por *gas lift*.

- **Injeção de nitrogênio pelo anular**

A utilização de elevadas pressões de injeção permite, em muitos casos, a instalação de apenas um mandril de descarga, em grande profundidade. A partir do instante em que o mandril de operação é descoberto, e a produção do poço iniciada, passa a ser possível manter as condições de operação associadas com a pressão normal de compressão. A válvula de *gas lift* instalada no mandril de descarga deve ter pressão de calibração alta o suficiente para impedir sua abertura com a pressão normal de compressão. Em alguns casos é necessária a instalação de outros mandris de descarga de modo a permitir induções de surgência posteriores, já com os fluidos do reservatório no poço, a partir da pressão normal de compressão disponível para *gas lift*.

- **Operação de “gargarejo”**

É utilizada em alguns poços para evitar, ou otimizar, a utilização do nitrogênio. Consiste em pressurizar, simultaneamente, o revestimento e a coluna de produção com gás, recalçando os fluidos do poço para a formação e, a partir de um certo tempo, abrir o poço para o queimador. Repetindo este procedimento algumas vezes, o nível do anular cai até um ponto onde é possível a injeção de gás pela válvula operadora. Descrição detalhada deste procedimento e expressão para cálculo do nível mínimo de fluido na coluna atingido com este método podem ser encontradas em **Quiroga et al.**(1992).

CAPÍTULO 4

MÉTODO PETROBRAS PARA DIMENSIONAMENTO DE GLC EM POÇOS MARÍTIMOS

Em relação a métodos de dimensionamento de GLC para poços marítimos, como visto no Cap. 2, pouco se tem publicado na literatura internacional, a despeito do crescimento constante no número destes poços que necessitam de elevação artificial, dos altos custos e riscos envolvidos nas intervenções em poços deste tipo e do GLC ser ainda o único método comprovadamente aplicável no caso de poços satélites.

Na Petrobras, um método específico para dimensionamento do GLC para poços *offshore* foi desenvolvido por técnicos lotados na unidade de produção da Bacia de Campos (antiga RPSE e atual E&P-BC) e do CENPES (Peixoto, Prince e Capucci, 1988; Almeida, 1992).

De 1987 até hoje, este método vem sendo amplamente empregado em poços da Bacia de Campos. Quiroga *et al.* (1992) citam: “Sua utilização tem permitido, com sucesso, considerável redução no número de mandris de *gas lift* necessários, o que por si só representa economia, diminuindo ainda proporcionalmente possíveis reentradas no poço para corrigir vazamentos, troca de válvulas, etc.”

Neste capítulo, é apresentado um resumo dos princípios básicos do método, denominado **método RPSE**, e são comentadas as dificuldades existentes na seleção dos parâmetros de projeto requeridos para a sua utilização.

4.1- Descrição do método

O método RPSE tem como características principais o reduzido número de mandris e válvulas de *gas lift* a serem descidos na coluna de produção, possibilitado pela

utilização de métodos alternativos de descarga como os citados no capítulo anterior, e a previsão da operação do poço em condições variáveis de reservatório.

Assume-se que:

- a descarga inicial do poço possa ser feita com a utilização de gás a alta pressão, através de compressores especiais ou unidades de injeção de nitrogênio, por um dos métodos descritos no item 3.4.
- a indução de surgência em fases posteriores, no caso de uma parada de produção, seja feita com a pressão normal de compressão disponível para *gas lift*.
- a qualquer tempo, o gás deva ser injetado na coluna através de um único ponto de injeção, variável ao longo da vida produtiva do poço, para adaptar-se à depleção natural do reservatório.

Os mandris principais são denominados de acordo com sua função, por :

⇒ Mandris de descarga:

- Mandril N (“Nitrogênio”) - permite a descarga inicial do poço, geralmente utilizando-se pressões da ordem de 2500 psi. Neste mandril, é utilizada válvula com alta pressão de calibração para impedir sua abertura com a pressão normal de compressão, após a descarga inicial.
- Mandril G (“Gás”) - permite indução de surgência em fases posteriores, com os compressores da plataforma, caso o poço eventualmente venha a morrer. A válvula é calibrada para abrir com a pressão máxima de injeção de gás disponível na plataforma.

⇒ Mandris de operação :

- Mandris H (“Hoje”), P (“Pels”) e F (“Futuro”), permitem a injeção contínua de gás nas condições de reservatório atuais, limite de surgência (Pels) e futura (normalmente considerando um horizonte de 5 anos).

O método original prevê ainda a utilização de outros mandris, chamados intermediários. Para as condições médias de operação da Bacia de Campos, isto é feito sempre que a distância entre dois mandris consecutivos for maior que 700 metros, de forma a facilitar as operações de partida e a transferência dos pontos de injeção ao longo do tempo. Prevê ainda a eliminação do mandril inferior, caso a distância entre dois mandris consecutivos seja menor que 300 metros, em virtude de pequeno ganho de produção previsto.

Um procedimento para a determinação das profundidades dos mandris de operação e das respectivas pressões de calibração das válvulas a serem descidas é descrito a seguir¹. A Fig. 4.1 ilustra este procedimento. São usados como exemplo três mandris genéricos, M1, M2 e M3, associados a determinadas condições de reservatório, representadas pelas curvas de lugar geométrico LG1, LG5 e LG9, respectivamente². As curvas tracejadas representam os gradientes de pressão no tubo correspondentes a cada situação. As retas inclinadas representam os perfis de pressão no revestimento que são utilizados no projeto (no início da operação pelo mandril M1, pode ainda haver fluido de amortecimento no anular, abaixo desta profundidade, como ilustrado na Fig. 4.1).

• Mandril M1

O ponto P11 na Fig. 4.1, representa a condição inicial de projeto para o mandril M1, na curva LG1. Nesta profundidade tem-se uma pressão no revestimento p_{c1} e uma pressão no tubo p_{t1} , obtida da curva LG1. Ao ponto P11 está associado ainda uma vazão de gás de injeção q_{g1req} , e uma vazão de líquido q_{f1} . Nesta profundidade deve ser instalada uma válvula que, para p_{c1} e p_{t1} , proporcione a passagem de q_{g1req} . Esta válvula no mandril M1, deverá operar também em condições intermediárias (entre P11 e P15), até que a transferência da operação para o mandril M2 seja possível, nas condições de reservatório correspondentes à curva LG5 (ponto P25).

¹ O procedimento para determinação dos mandris de descarga pode ser encontrado em Almeida (1992) e não será tratado neste trabalho, visto que estes mandris podem ser determinados de forma praticamente independente dos mandris de operação.

² Além destas curvas de LGPI citadas, existem outras (LG2, LG3, etc.), correspondentes a condições de reservatório intermediárias, onde as válvulas a serem dimensionadas também deverão operar adequadamente, como será visto oportunamente.

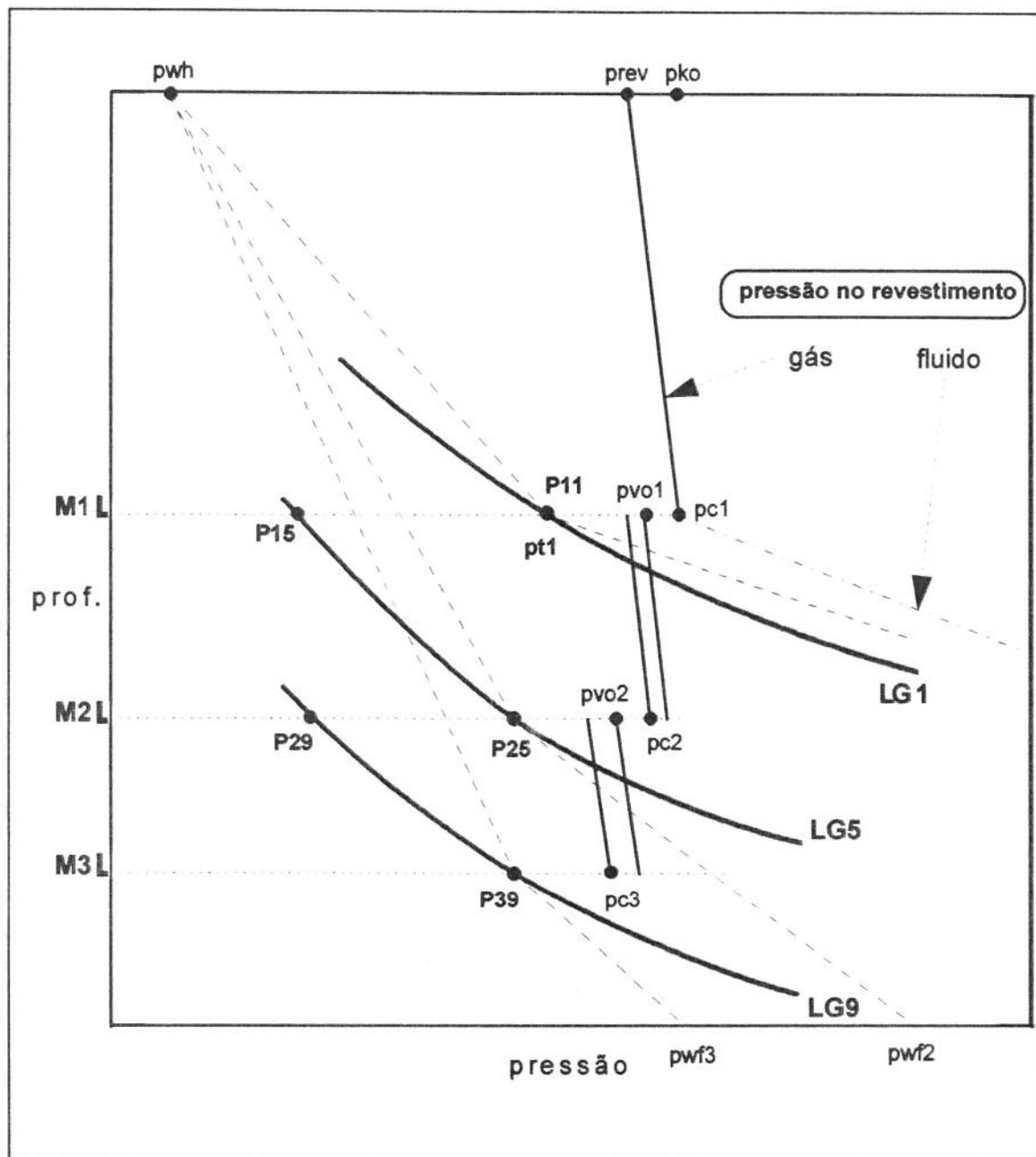


Figura 4.1 - Determinação das profundidades dos mandris no método RPSE

Na Fig. 4.2, a curva de vazão pela válvula de *gas lift*, foi superposta à curva LG1, na profundidade do mandril M1. A pressão p_{v1} é a pressão no revestimento correspondente à condição de abertura (ou fechamento) da válvula, para a pressão de tubo p_{t1} , e é obtida diminuindo-se um diferencial de pressão $\Delta 1$ da pressão disponível para injeção de gás, p_{rev} , na superfície. O valor de $\Delta 1$ corrigido para a profundidade da válvula, $\Delta 1_v$, pode ser definido como o decréscimo na pressão de revestimento que faz a válvula se fechar ou, o acréscimo na pressão inicial de abertura para passar a vazão de gás requerida (q_{g1req}) pela válvula.

A profundidade do mandril M1 poderia ser determinada por um processo iterativo, como descrito por Almeida (1992):

1. assume-se uma especificação para a válvula (fabricante, diâmetros externo e de sede);
2. assume-se um valor para $\Delta 1$;
3. arbitra-se uma profundidade para o mandril M1;
4. determina-se p_{c1} , p_{t1} e p_{v1} ;
5. calcula-se p_{bt} a partir do balanço de forças na válvula, dado pela Eq. 3.1;
6. calcula-se a vazão de gás pela válvula, q_{gdisp} , e compara-se com q_{gireq} no ponto P11;
7. se q_{gdisp} é diferente de q_{gireq} , arbitra-se nova profundidade para o mandril M1 até se obter a convergência. Note-se que, se q_{gdisp} for maior que q_{gireq} , deve-se arbitrar, para uma mesma válvula e $\Delta 1$, uma profundidade maior para o mandril M1. Isto aumenta o q_{gireq} da curva LG1. Do mesmo modo, se q_{gdisp} for menor que q_{gireq} deve-se arbitrar menor profundidade para M1, para reduzir a vazão requerida de gás;
8. caso necessário, novos valores para a especificação da válvula e para o $\Delta 1$ são assumidos, retornando-se ao passo anterior.

Como citado por Almeida (1992), este procedimento é apenas ilustrativo. Em simuladores computacionais são utilizados métodos numéricos apropriados para a busca de raízes de funções. Neste caso, a raiz procurada seria a profundidade e a função definida pela diferença entre as vazões de gás requerida e disponível.

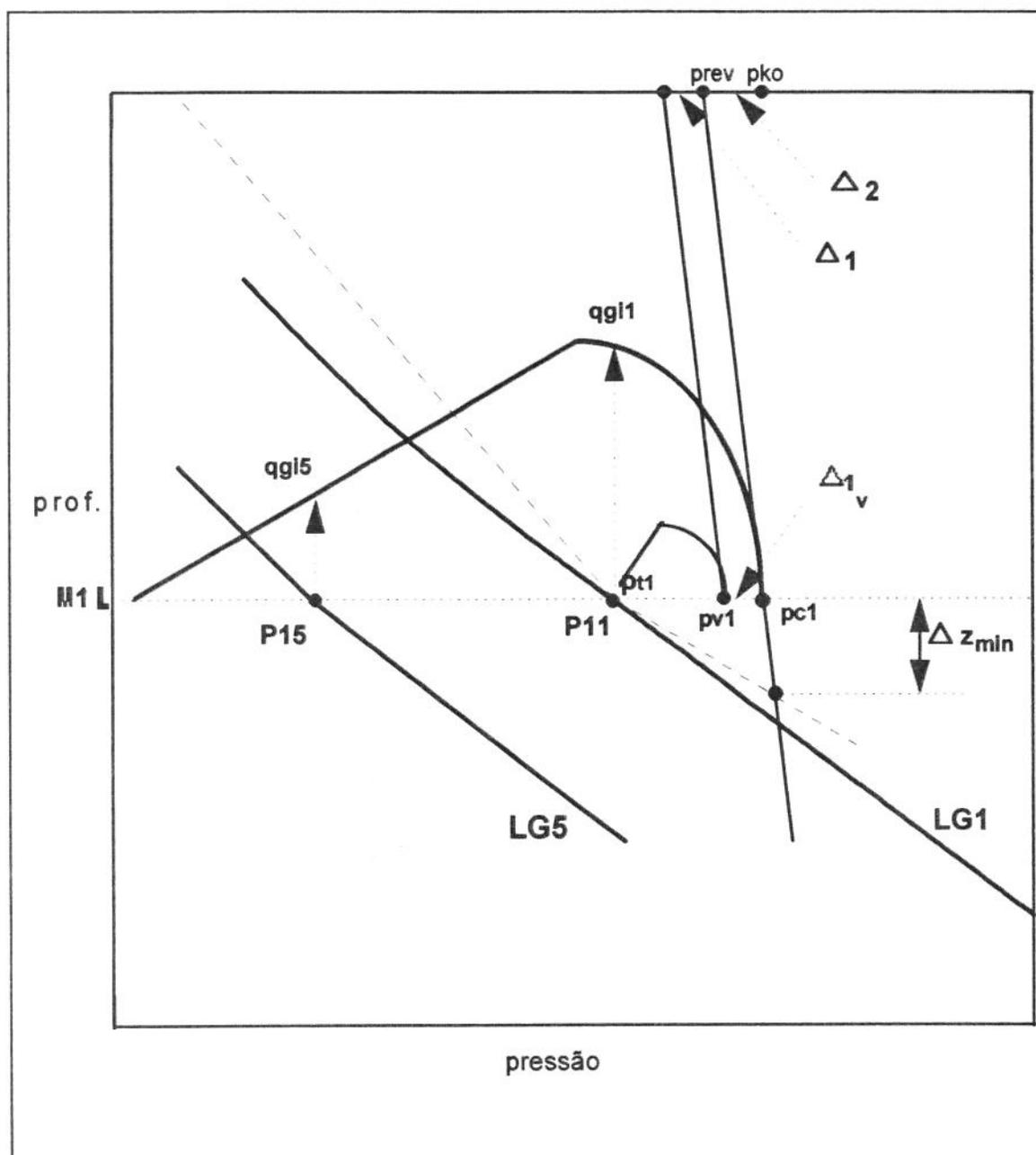


Figura 4.2 - Determinação da profundidade do mandril M1

- Mandril M2

O procedimento é similar ao do Mandril M1, como ilustrado na Fig. 4.3. Adota-se porém um diferencial de pressão adicional na pressão de injeção de gás na superfície, Δ_2 , como fator de segurança. Isto é feito para evitar interferências entre as

válvulas, caso haja diferenças na pressão de calibração, ou na capacidade de vazão das válvulas, durante a operação, em relação aos valores usados no projeto. Assim, a pressão no revestimento, p_{c2} , para a operação do mandril M2, é obtida da pressão de injeção p_{rev} , subtraindo-se os valores $\Delta 1$ e $\Delta 2$. A pressão inicial de abertura, p_{v2} , é obtida reduzindo-se o valor de p_{c2} de um novo diferencial $\Delta 1_v$. A profundidade do mandril M2 é determinada por procedimento idêntico ao do mandril anterior.

A injeção de gás deverá ser possível pelo mandril M2, entre os pontos P25 e P29 da Fig. 4.1, até que as condições de reservatório correspondentes ao LG9 (ponto P39) sejam atingidas e a operação transferida para o mandril M3.

• Mandril M3

Em geral, no último mandril é utilizada uma válvula de orifício. A pressão disponível no revestimento, p_{c3} , é obtida reduzindo-se um novo diferencial $\Delta 2$ (ou $\Delta 2_v$, na profundidade do mandril M2) da pressão correspondente à p_{v2} . A profundidade do mandril M3 é então determinada de forma similar à usada nos mandris superiores, como mostrado na Fig. 4.3. Neste caso, porém, o procedimento é simplificado já que não há necessidade de se prever uma pressão de calibração para a válvula. Este mandril deve operar desde as condições de reservatório correspondentes ao ponto P39, até a época de nova intervenção no poço.

O dimensionamento do GLC por este método é facilitado pela utilização de dois simuladores, denominados **LGPI** e **DIMGLC**, desenvolvidos por técnicos da Petrobras/CENPES, que foram descritos e exemplificados por **Almeida** (1992).

O **LGPI** gera as curvas de lugar geométrico requeridas para as três condições de reservatório previstas para a operação e um arquivo com estas curvas de **LGPI** que serve como entrada para o **DIMGLC**.

O **DIMGLC** dimensiona a coluna de GLC a ser descida no poço, isto é, determina as profundidades dos mandris e a calibração das válvulas. Isto é feito a partir do arquivo com as curvas do **LGPI** e de dados complementares fornecidos pelo usuário. Entre outros dados, devem ser fornecidos valores para $\Delta 1$, $\Delta 2$ e para a especificação das válvulas (diâmetros externo e da sede e o R_v característico) para cada mandril a ser dimensionado.

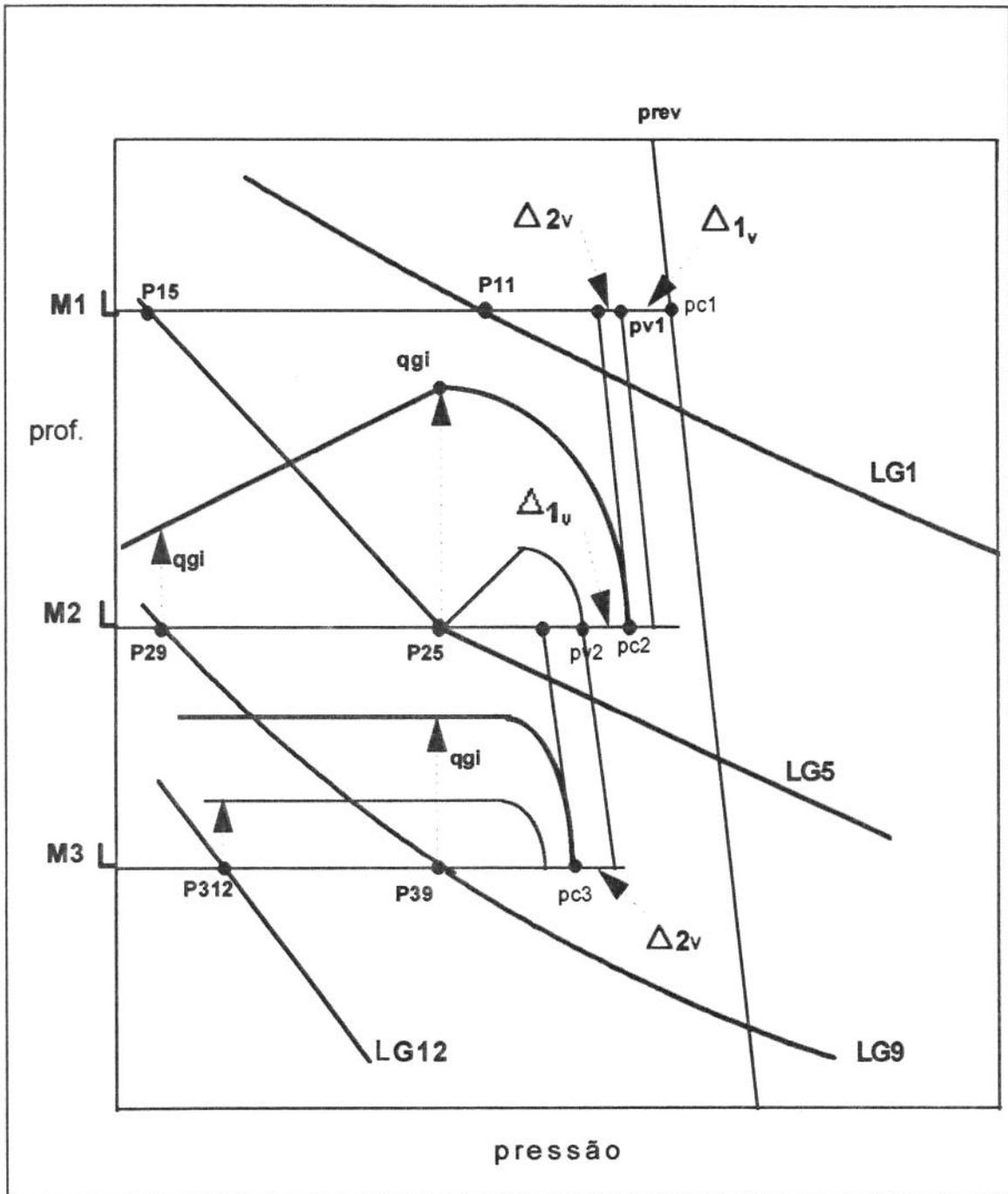


Figura 4.3 - Determinação das profundidades dos mandris M2 e M3

4.2- Restrições para utilização do método

Como foi visto, as profundidades dos mandris de operação variam, a depender da especificação das válvulas, dos valores assumidos para $\Delta 1$ e $\Delta 2$ e do espaçamento (mínimo e máximo) admitido entre os mandris. Uma vez que, em geral, quanto mais profundo o ponto de injeção maior a vazão de líquido obtida, a seleção destes parâmetros influencia as vazões de líquido a serem obtidas do poço.

A principal restrição ao método atual é a inexistência de critérios consensuais para a seleção destes parâmetros de projeto. A prática atual na Bacia de Campos é resultante da experiência pessoal dos técnicos envolvidos com o dimensionamento de GLC, a partir de recomendações da literatura (Brown, 1980; 1984), Matos (1980), Motta Filho (1985), Winkler (1987), Peixoto, Prince & Capucci (1988), Almeida (1992), como citado a seguir.

4.2.1 - Critérios atuais para seleção dos parâmetros de projeto

- **Tipo de válvula**

A prática atual é utilizar, sempre que possível, válvulas com diâmetro externo de 1 1/2", por possuírem maior capacidade de vazão que as de 1". Válvulas de 1", porém, são utilizadas em algumas geometrias de coluna, por exemplo, em revestimentos de 9 5/8" com tubos com diâmetros superiores a 5 1/2", e em *liners* de 7" com tubos de 3 1/2".

- **Diâmetro da sede da válvula**

Não existe critério consistente. O que é normalmente recomendado é a utilização dos menores diâmetros de sede possíveis, de forma a prevenir instabilidades na produção.

- **Valor para $\Delta 1$**

Almeida (1992), no manual do **DIMGLC**, sugeriu a geração de uma tabela, onde poderia ser verificada a influência do valor do $\Delta 1$ no regime de fluxo e na vazão de gás pela válvula. Ele recomendou que o $\Delta 1$ fosse selecionado de forma a evitar o regime de fluxo em “estrangulamento crítico”, definido pela região **A** da Fig. 3.3. Cita que esta região, que ocorre para pequenos valores de $\Delta 1$, é considerada problemática em termos de modelagem e operação (item 3.2.2.1).

Alhanati et al (1993) mostraram que se a operação da válvula se der nas regiões **A** ou **B**, da Fig. 3.3 (ou da similar Fig. A.1), a produção deveria ser sempre estável, pois as equações que regem esta estabilidade seriam automaticamente satisfeitas (Eq. A.20 e A.21 do Anexo A). Isto sugere a utilização de pequenos valores de $\Delta 1$, para operar na Região **A**, ou grandes valores de $\Delta 1$, para operar na Região **B** (como citado por **Almeida, 1992**).

Winkler (1987, 1989, 1994, 1995) e **Winkler & Eads (1991, 1993)** enfatizaram a necessidade de se prever um diferencial de pressão adequado (neste trabalho o $\Delta 1$), de forma a permitir abertura suficiente da válvula para a passagem da vazão de gás requerida para a operação do poço. Citou-se que no caso de válvula de 1” de diâmetro externo, com grande diâmetro de sede, este valor pode ser superior a 200 psi (14 kgf/cm²). Em exemplo de dimensionamento por um método tradicional de descarga de poços (**Winkler & Eads, 1993**), com válvulas de 1 1/2”, foi estimado um valor inicial para o $\Delta 1$ e, após calculada a vazão de gás necessária para a operação, comparado o $\Delta 1$ requerido com o inicialmente estimado. O processo utilizado foi iterativo, fazendo-se nova estimativa para o $\Delta 1$, ou nova seleção para o diâmetro de sede, até se obter um $\Delta 1$ requerido menor que o estimado. Neste exemplo, o valor estimado inicialmente para o $\Delta 1$ foi de 20 psi (1,4 kgf/cm²), que como será visto na Tab. 5.1, levaria a válvula a operar estrangulada.

A prática usual dos técnicos da Bacia de Campos é ir alterando as pressões de calibração, em processo de tentativa e erro, até se obter a vazão de gás requerida em cada válvula, sem interferência com as demais. Em alguns casos, principalmente com válvulas de 1”, é tolerada injeção simultânea em dois mandris e, caso do ponto

de injeção inferior, utilizados dois mandris com válvulas de orifício de forma a aumentar a disponibilidade de gás naquela profundidade.

- **Valor para $\Delta 2$**

Almeida (1989a, 1992) sugere um valor mínimo a ser assumido para o $\Delta 2$, igual ao dobro do erro absoluto esperado na pressão de calibração. Recomenda, por segurança, que este valor não seja inferior a 20 psi (1,4 kgf/cm²). Cita que a definição precisa do $\Delta 2$ requer o conhecimento de como os modelos de cálculo da vazão de gás se comportam quando aplicados às válvulas usadas no projeto. Estes dados, contudo, não estão disponíveis para as válvulas usualmente utilizadas no Brasil, similares aos modelos R-20 e BK de fabricação CAMCO. O valor proposto por **Lagerlef** (1993) de 50 psi (3,5 kgf/cm²), como visto no Cap. 3, também poderia ser utilizado como o fator de segurança $\Delta 2$.

- **Posicionamento dos mandris**

A metodologia atual de dimensionamento requer estimativas iniciais para o $\Delta 1$ (ou para a pressão de calibração da válvula) e para o $\Delta 2$, além da especificação das válvulas para cada mandril. As profundidades dos mandris são então ajustadas, por processo de tentativa e erro, variando-se os parâmetros acima até se obter as vazões de gás de injeção e espaçamento adequado entre os mandris.

Existe, portanto, a possibilidade de diferentes composições de colunas de *gas lift* (profundidades dos mandris e calibração das válvulas) serem calculadas por diferentes projetistas, a depender dos critérios utilizados para estes parâmetros.

Como já visto, no método original, o espaçamento mínimo recomendado é de 300 metros e o máximo de 700 metros.

Almeida (1992) no entanto, sugere que seja utilizada uma distância mínima entre dois mandris consecutivos (Δz_{\min}), calculada dividindo-se o diferencial de

pressão revestimento-tubo, Δp_r (igual a p_{c1} menos p_{t1} na Fig 4.2), pelo gradiente dinâmico de pressão estimado para o trecho imediatamente inferior a este mandril. Isto garante que a pressão de tubo seja maior que a de revestimento na profundidade do mandril inferior, e, portanto, que não haja injeção de gás por esta válvula, quando a operação se der pela válvula superior. Critério similar foi proposto por **Mach et al.** (1983) para espaçamento dos mandris dentro do envelope, como visto no Cap. 2.

Caso os diferenciais de pressão revestimento-tubo (Δp_r) sejam elevados (com pequenos diâmetros de sede, por exemplo), esta distância mínima poderá ser superior aos 300 metros propostos originalmente.

Outras questões continuam sem resposta ou mal respondidas:

1. São estes espaçamentos adotados entre mandris adequados para uma operação eficiente?
2. Como levar em conta as incertezas inerentes aos dados de projeto (IP e correlações de fluxo multifásico, por exemplo) ?
3. São as condições de reservatório usadas no método RPSE original (atual, limite de surgência e no horizonte de 5 anos) as mais indicadas para o posicionamento dos mandris de operação?

A resposta ao item 1 deve ser investigada através de simulação transiente e foge ao escopo deste trabalho. Foi assumido que um dos métodos descritos no Cap. 3 é efetivo para a descarga inicial do poço.

Foi também assumido que a transferência do ponto de injeção, ao longo do tempo, é possível. O processo de transferência da injeção de gás para um mandril inferior pode ser visualizado com a ajuda das Fig. 1.1 e 4.1. Após o início da injeção de gás pelo primeiro mandril (M1), a pressão no revestimento na profundidade dos mandris inferiores (M2 e M3) geralmente é maior que as pressões de tubo correspondentes. Durante a produção normal com injeção de gás pelo mandril M1 (pontos P11 a P15 da Fig. 4.1) existe, portanto, fluxo do fluido de amortecimento do revestimento para o tubo, pelos mandris M2 e M3, até que a pressão do tubo iguale à do revestimento nas profundidades destes mandris. Ao longo do tempo, serão atingidas as condições de reservatório que permitirão a transferência do ponto de injeção (por exemplo de P15 para P25, na Fig. 4.1). Nesta época, o nível de fluido no anular deve estar abaixo do novo ponto de injeção. Caso isto não ocorra, a injeção de gás continua se dando pelo

mandril superior, reduzindo a eficiência do método. O processo conhecido como “gargarejo”, descrito no item 3.4, pode então ser empregado para ajudar nesta transferência, caso necessário. Estas suposições contudo precisam ser ainda melhor investigadas, utilizando-se simuladores transientes como os propostos por **Capucci & Serra** (1991), **Hall & Decker** (1995) ou **Choi** (1995).

A questão 2 continua em aberto, sendo tema também para futura investigação. Como observação apenas, deve-se notar que o valor do $\Delta 2$ pode também absorver algumas destas incertezas, como por exemplo, se as pressões no tubo durante a operação forem maiores que as previstas em projeto.

Para responder à questão 3 deve-se procurar a maximização da produção acumulada de óleo durante a vida útil prevista para cada instalação, de forma similar à proposta por **Rath** (1993).

Como veremos no capítulo seguinte, a definição do número adequado de mandris e critérios mais consistentes para seleção de valores para o $\Delta 1$ e para a especificação das válvulas, também podem ser obtidos seguindo metodologia similar à usada por **Rath** (1993), ou seja, analisando-se entre diversas opções de colunas de GLC, qual a que proporcionaria a maior produção acumulada.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE E SELEÇÃO DE PARÂMETROS CRÍTICOS NO PROJETO DE GLC

No decorrer do trabalho, foi analisado, por simulação, o comportamento de algumas alternativas de coluna de GLC, com número variável de mandris, diversos valores de Δl e diferentes especificações para as válvulas.

O número ideal de mandris está intimamente ligado às curvas de LGPI associadas ao intervalo de tempo em estudo. Se as condições de escoamento dos fluidos no reservatório não variarem muito com o tempo, pode ser desvantajoso aumentar o número de mandris, já que o acréscimo de produção decorrente deverá ser pequeno. Já, se for previsível declínio acentuado na pressão estática, por exemplo, pontos de injeção futuros, com os mandris posicionados em maiores profundidades, poderão levar a significativos ganhos de produção, principalmente em poços com altos valores de IP.

Como visto no Cap. 4, as profundidades dos mandris e as conseqüentes vazões de produção estão relacionadas às características das válvulas instaladas e aos diferenciais de pressão utilizados no projeto. O estudo do efeito sinérgico destes fatores foi o objetivo principal deste trabalho, cujos resultados são apresentados a seguir.

Em primeiro lugar, analisou-se o processo de determinação da pressão de calibração de uma válvula, para uma condição inicial de projeto. Foram então definidos mapas para identificação dos regimes de fluxo existentes por uma determinada válvula, em função das pressões de revestimento e tubo nela atuantes, e revista a nomenclatura utilizada atualmente.

Em seguida, analisou-se a possibilidade desta mesma válvula operar adequadamente nas condições futuras do comportamento do reservatório.

Finalmente, propôs-se critérios para a seleção de parâmetros críticos e uma metodologia para a otimização do dimensionamento da coluna de GLC para poços marítimos.

5.1- Influência do $\Delta 1$ e da especificação da válvula

A partir deste ponto, adota-se o modelo proposto por **Winkler & Eads** (1993), como visto no Cap. 3. Este modelo analítico, apesar das simplificações assumidas¹, reproduz qualitativamente curvas experimentais de desempenho das válvulas (**Winkler & Camp**, 1985; **Nieberding**, 1990). Além disso, tem a vantagem adicional de apresentar continuidade da vazão de gás com as pressões no tubo e revestimento, o que não ocorre com os modelos empíricos dos *TUALP*. Estes últimos modelos, não têm bom desempenho quando o fluxo não se comporta como o de um orifício, particularmente no caso das válvulas tipo R-20, de especial interesse para aplicações no Brasil (**Rodriguez**, 1992; **Escalante Nuñez**, 1994).

Considerou-se portanto, que as válvulas de pressão possuem sede com cantos vivos, ponta da haste esférica, e permitem deslocamento linear da haste com o aumento de pressão, sem restrições a que a área plena de fluxo (igual à área da sede) seja atingida, e todas as demais premissas simplificadoras do modelo de **Winkler & Eads**.

O valor de $\Delta 1_v$ (ou o correspondente $\Delta 1$ na superfície), definido no Cap. 4, e o diâmetro da sede da válvula influenciam na vazão de gás de injeção, e, conseqüentemente, na determinação da profundidade de um determinado mandril, quando seguido procedimento similar ao exposto no item 4.1. Trabalhando com as equações deste modelo e do balanço das forças atuantes na válvula (item 3.2.1), chegou-se a critérios para seleção dos valores de $\Delta 1$ e dos diâmetros das válvulas a serem usados no projeto, e à determinação de um novo mapa de regimes de fluxo pela válvula.

5.1.1- Determinação da pressão de calibração da válvula

A pressão de calibração da válvula (p_{cal}) é determinada a partir da pressão no fole (p_{bt}) na condição de projeto (p_c , p_t) desejada, utilizando-se para isso a Eq. 3.3.

¹ Winkler & Camp (1985) citam: “a definição de um modelo matemático simples para prever o comportamento de todos os tipos de válvulas de *gas lift* é ineficaz, devido aos muito fatores que afetam a performance das válvulas, incluindo o efeito da pressão de operação nos valores de B_{tr} e no deslocamento linear da haste para muitas válvulas”. O tipo de válvulas utilizadas nos testes efetuados não foi especificamente citado.

Fixadas as pressões do revestimento (p_c) e de tubo (p_t), o deslocamento linear da haste em relação à sede, x , em função da pressão no fole (p_{bt}) e de características da válvula (R_v e B_{lr}), pode ser obtido a partir da Eq. 3.8. Dividindo numerador e denominador por A_b e com R_v calculado por A_p/A_b , tem-se:

$$x = \frac{(p_c - p_{bt}) - (p_c - p_t) \cdot R_v}{B_{lr}} . \quad (5.1)$$

Rearrmando os termos, chega-se a:

$$p_c \cdot (1 - R_v) - p_{bt} + p_t \cdot R_v = x \cdot B_{lr} . \quad (5.2)$$

Com $x = 0$ e $p_c = p_{vo}$ (válvula prestes a abrir) na Eq. 5.2, obtém-se a Eq. 3.1 do balanço de forças tradicional. Mas, pela definição de $\Delta 1_v$ no item 4.1, tem-se:

$$p_c = p_{vo} + \Delta 1_v . \quad (5.3)$$

Assim, substituindo as Eq. 3.1 e 5.3 na Eq. 5.2, obtém-se uma expressão relacionando o valor de $\Delta 1_v$ ao deslocamento linear da haste em relação à sede (x):

$$\Delta 1_v = \frac{x \cdot B_{lr}}{(1 - R_v)} . \quad (5.4)$$

Combinando as Eq. 5.2 e 5.4, chega-se a uma expressão para p_{bt} , em função do $\Delta 1_v$, das pressões de tubo e revestimento atuantes na profundidade desejada e do R_v característico da válvula, dada por:

$$p_{bt} = (p_c - \Delta 1_v) \cdot (1 - R_v) + p_t \cdot R_v . \quad (5.5)$$

Portanto, fixados p_c , p_t , e os diâmetros externo e da sede da válvula (e assim os valores de R_v e B_{lr}), escolher um valor para $\Delta 1_v$ significa definir um valor para p_{bt} , e vice-versa. Com p_{bt} , chega-se à pressão de calibração desejada.

De acordo com as Eq. 5.4 e 5.5, quanto maior o valor assumido para Δl_v (e portanto menor a p_{bt}), maior seria o deslocamento x da haste e conseqüentemente a área efetiva de fluxo A_{ef} para uma determinada válvula, como pode ser visto na Fig. 3.5.

Winkler (1987) forneceu os valores mínimos de deslocamento da haste, que passaremos a chamar de x_{lim} , para os quais as válvulas de pressão estariam totalmente abertas, ou seja, quando a área efetiva A_{ef} se igualaria à área da sede A_p .

Utilizando a definição de x_{lim} na Eq. 5.4 obtém-se uma expressão relacionando Δl_v à situação onde a válvula está totalmente aberta. Este valor foi denominado de Δl_{lim} , e está associado à máxima vazão de gás pela válvula em uma determinada profundidade, onde p_c , p_t , e demais parâmetros da Eq. 3.14 são constantes.

Assim,

$$\Delta l_{lim} = \frac{x_{lim} \cdot B_{lr}}{(1 - R_v)} \quad (5.6)$$

Características de válvulas de *gas lift* comumente utilizadas no Brasil, incluindo os valores do Δl_{lim} , acima definido, são resumidas na Tab. 5.1. A análise desta tabela permite confirmar algumas citações anteriores (item 4.2) :

- válvulas de 1" requerem, para um mesmo diâmetro de sede, Δl_{lim} cerca de três vezes superior aos das válvulas de 1 1/2", ou seja, com valores limitados para Δl_v , têm menor área aberta ao fluxo e portanto menor capacidade de vazão.
- válvulas de 1" podem requerer mais de 200 psi (14 kgf/cm²) para sua abertura completa, no caso de grandes diâmetros de sede, como citado por **Winkler** em diversos artigos.
- pequenos valores de Δl_v levam a válvula a operar estrangulada, devido à sua abertura apenas parcial (se $\Delta l_v < \Delta l_{lim}$). Grandes valores para Δl_v (maiores que o Δl_{lim}) levam a válvula a se comportar como um orifício de mesmo diâmetro de sede, como citado por **Almeida** (1992).

Além disso, observa-se que para um determinado diâmetro externo, quanto maior o diâmetro da sede, maior o Δl_{lim} . Isto implica que o valor de Δl_v (e o

correspondente Δl na superfície) a ser usado no dimensionamento deve ser compatível com os diâmetros externo e de sede da válvula escolhida.

Tabela 5.1
Valores característicos para válvulas de pressão

OD	D_p	A_p	R_v	$(1-R_v)$	x_{lim}	Δl_{lim}	
(in)	(in)	(in ²)	(A_p/A_b)		(in)	(psi)	(kgf/cm ²)
1	3/16	0,0276	0,089	0,911	0,0714	94,0	6,6
	1/4	0,0491	0,158	0,842	0,1002	142,8	10,0
	5/16	0,0767	0,247	0,753	0,1302	207,5	14,6
	3/8	0,1104	0,356	0,644	0,1610	300,0	21,1
1 1/2	3/16	0,0276	0,036	0,964	0,0714	29,6	2,1
	1/4	0,0491	0,064	0,936	0,1002	42,8	3,0
	5/16	0,0767	0,100	0,900	0,1302	57,9	4,1
	3/8	0,1104	0,143	0,857	0,1610	75,1	5,3
	7/16	0,1503	0,195	0,805	0,1925	95,6	6,7
	1/2	0,1963	0,255	0,745	0,2246	120,6	8,5

As Fig. 5.1 a 5.3 ilustram o comportamento das válvulas de 1 1/2" de diâmetro externo (tipo R-20), para dois diâmetros de sede. Para gerá-las, a pressão do revestimento foi fixada em 1500 psig (105 kgf/cm²), a pressão no tubo em 800 psig (56 kgf/cm²), a temperatura de operação em 169 °F (76 °C) e usou-se as equações citadas neste item, e do modelo de **Winkler & Eads** (item 3.2.2.3).

Estas figuras mostram que para valores de Δl_v maiores que o Δl_{lim} correspondente a cada diâmetro de sede, os deslocamentos (x) que proporcionam as

máximas áreas abertas ao fluxo já foram atingidos e, conseqüentemente, também as maiores vazões de gás pelas válvulas.

Neste exemplo, para diâmetro de sede de 3/8", o Δl_{lim} correspondente é de 75 psig (56 kgf/cm²), e o valor de p_{bt} , calculado pela Eq. 5.5, é de 1336 psig (94 kgf/cm²). Se o Δl_v for menor que o Δl_{lim} (por exemplo, 40 psi), a área efetiva de fluxo é reduzida e a vazão de gás pela válvula também (no exemplo, para cerca de 50% da vazão máxima).

Comportamento semelhante ocorre para outros diâmetros de sede, como ilustrado nas mesmas figuras para a sede de 3/16". Menores diâmetros correspondem a menores valores de Δl_{lim} , como mostrado na Tab. 5.1, e portanto a válvula apresentaria um comportamento similar ao de um orifício mesmo para pequenos valores de Δl_v , desde que superiores ao Δl_{lim} .

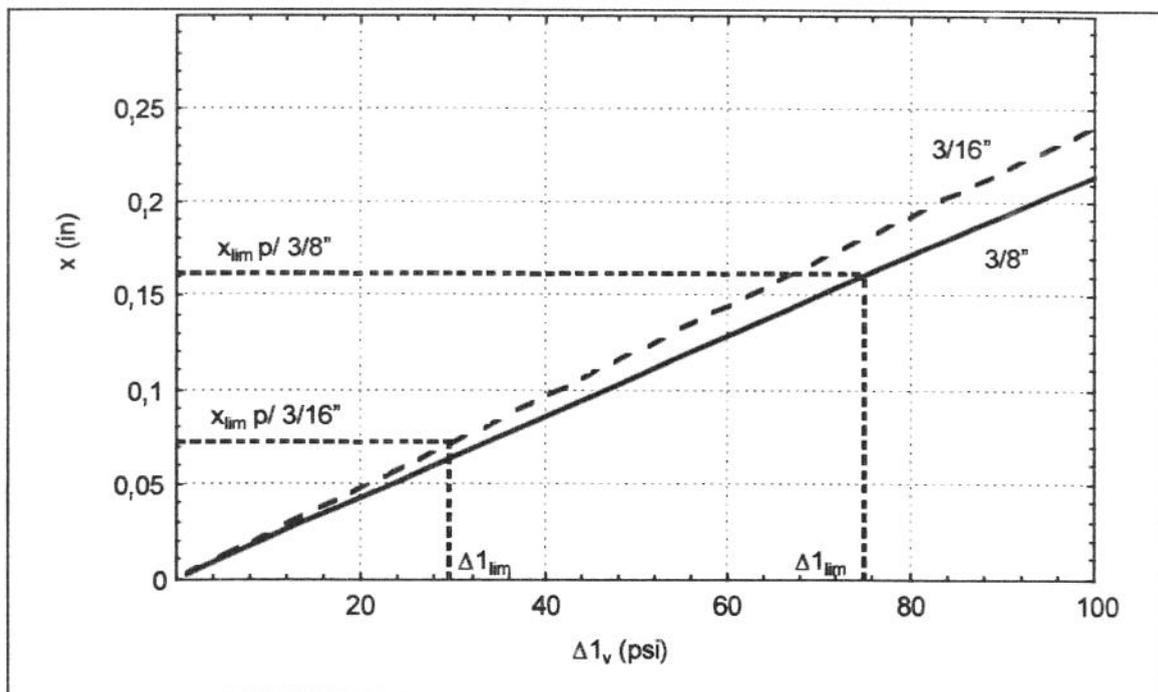


Figura 5.1 - Deslocamento da haste em relação à sede em função de Δl_v (válv. de 1 1/2"; $p_c = 1500$ psig; $p_t = 800$ psig)

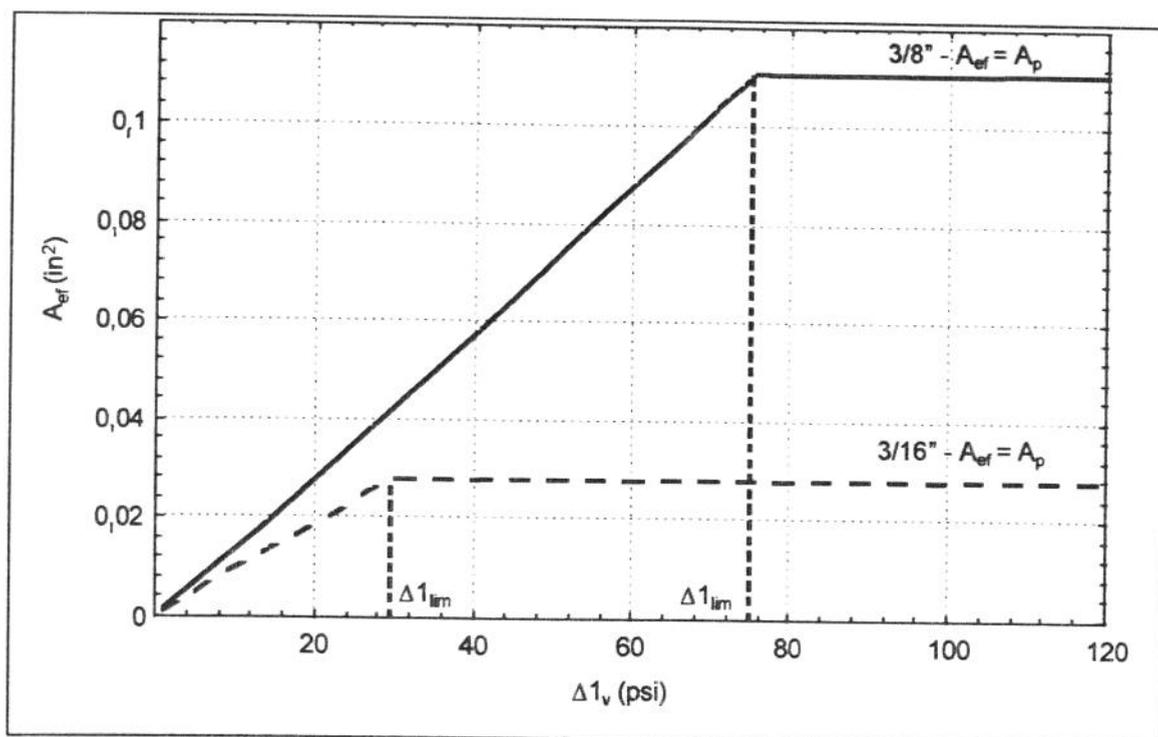


Figura 5.2 - Área efetiva de fluxo em função de $\Delta 1_v$
(válv. de 1 1/2"; $p_c = 1500$ psig; $p_t = 800$ psig)

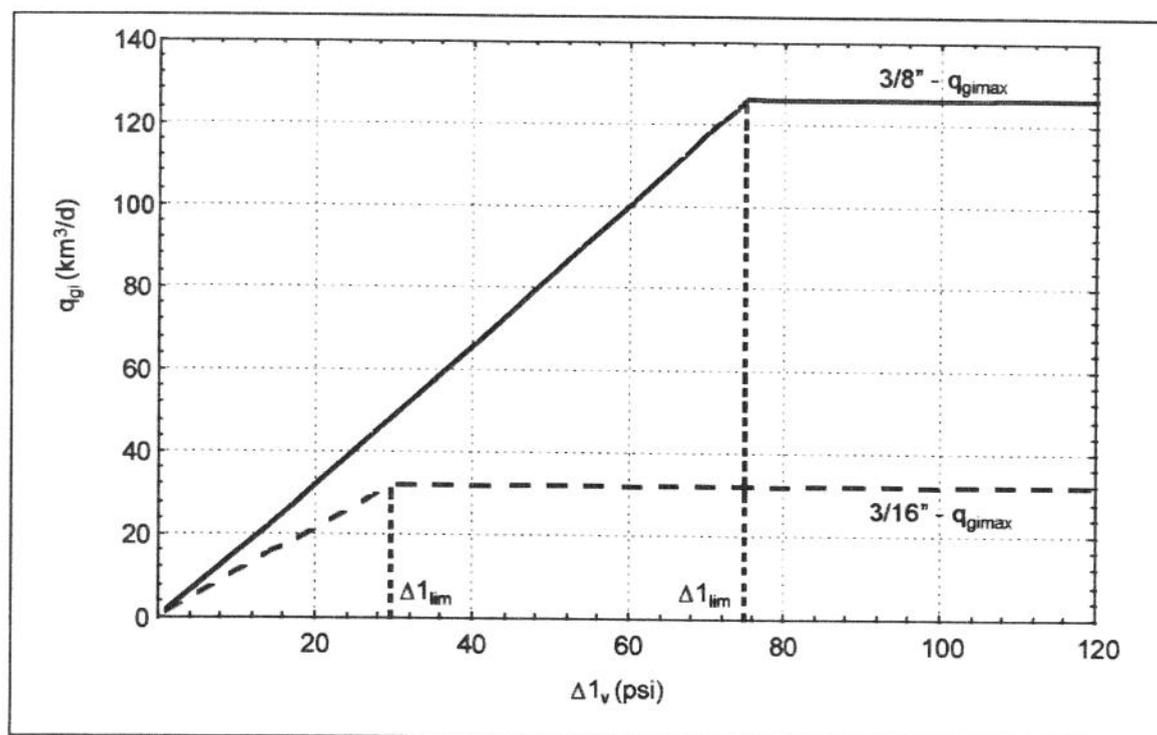


Figura 5.3 - Vazão de gás pela válvula em função de $\Delta 1_v$
(válv. de 1 1/2"; $p_c = 1500$ psig; $p_t = 800$ psig)

5.1.2- Mapa dos regimes de fluxo em válvulas de *gas lift*

O mapa de tipo de comportamento da válvula (Fig. 3.4), pode ser expandido, utilizando-se as definições para o $\Delta 1_{lim}$ e para o fluxo crítico em orifícios. A Fig. 5.4 apresenta um novo mapa, gerado para uma válvula de 1 1/2" x 1/2" com p_{bt} fixa (1336 psig ou 94 kgf/cm²) e $\Delta 1_{lim}$ de 120 psig (8,5 kgf/cm²).

As retas R1 e R2 são as mesmas definidas na Fig. 3.4 (Eq. 3.1 e $p_c = p_t$).

A reta R3 é definida pela relação para fluxo crítico em orifícios:

$$p_c = r_{cp} \cdot p_t, \quad (5.7)$$

onde r_{cp} é dado pela Eq. 3.6. Pontos à direita desta reta correspondem às situações onde deve ocorrer fluxo subcrítico em orifícios. Pontos à esquerda da reta R3 correspondem às condições para fluxo crítico em orifícios (admite-se que a relação seja válida também para as situações onde a válvula está parcialmente aberta).

A reta R4 é obtida a partir da Eq. 5.5, com $\Delta 1_v$ igual ao $\Delta 1_{lim}$, e é paralela à reta R1. Pontos acima de R4 definem a região onde a válvula está totalmente aberta. A faixa entre R1 e R4, define as situações onde a válvula está estrangulada, isto é, parcialmente aberta. A nova figura, assim determinada, foi denominada de "mapa dos regimes de fluxo em válvulas de *gas lift*". Este mapa foi utilizado para ilustrar diversas situações de operação das válvulas, como veremos posteriormente.

Algumas das pressões de revestimento neste mapa definem situações peculiares no comportamento da válvula. Para pressões acima de um valor limite, p_{lim} , a válvula está totalmente aberta, independentemente da pressão de tubo reinante. Este valor é definido por:

$$p_{lim} = p_{calt} + \Delta 1_{lim}, \quad (5.8)$$

onde p_{calt} é a pressão de calibração da válvula corrigida para a temperatura de operação, calculada pela Eq. 3.4.

Outros valores notáveis são obtidos a partir das intercessões (Ω) das retas da Fig. 5.4. Assim,

- R1 Ω R2, define a p_{bt} ou p_{vc} , como visto anteriormente (Fig. 3.4),
- R2 Ω R4, define uma pressão de revestimento, denominada p_{cest} , que é calculada por:

$$p_{cest} = p_{bt} + \Delta l_{lim} \cdot (1 - R_v), \quad (5.9)$$

- R1 Ω R3, define uma pressão de revestimento, denominada p_{csc} , que é calculada por,

$$p_{csc} = p_{bt} \cdot F_{vc}, \quad (5.10)$$

onde F_{vc} é um coeficiente englobando o R_v da válvula e a razão crítica r_{cp} , dado por :

$$F_{vc} = \frac{1}{\left[1 - F_v(1 - r_{cp})\right]}, \quad (5.11)$$

- R3 Ω R4, define uma pressão de revestimento denominada p_{cec} , que é calculada por:

$$p_{cec} = p_{csc} + \Delta l_{lim} \cdot (1 - R_v) \cdot F_{vc}. \quad (5.12)$$

A Fig. 5.5 apresenta um gráfico de vazão de gás pela válvula em função da pressão de tubo, para várias pressões de revestimento, obtido com o modelo de **Winkler & Eads** (1993). Foram também traçadas na Fig. 5.5, duas curvas, tracejada e pontilhada, correspondentes respectivamente às retas R3 e R4 na Fig. 5.4. Estas curvas, e as retas R3 e R4 da Fig. 5.4 definem os regimes de fluxo pela válvula, em função das pressões no revestimento e tubo. Note-se que a definição usada nos modelos dos *TUALP* é função apenas da pressão no revestimento (item 3.2.2.1).

A nova nomenclatura e definições propostas são expostas a seguir e correspondem às situações ilustradas nas Fig. 5.4 e 5.5.

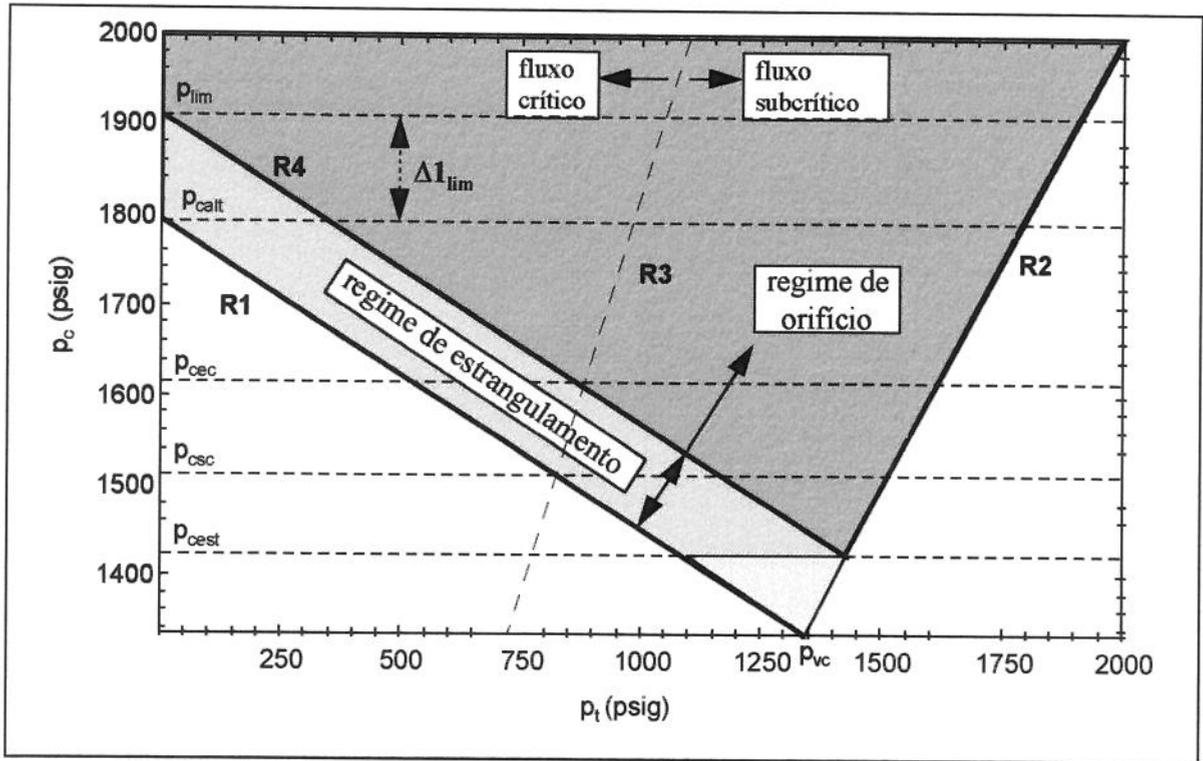


Figura 5.4 - Mapa dos regimes de fluxo em válvula de 1 1/2" x 1/2"
 $(\Delta 1_{lim} = 120 \text{ psi ou } 8,5 \text{ kgf/cm}^2)$

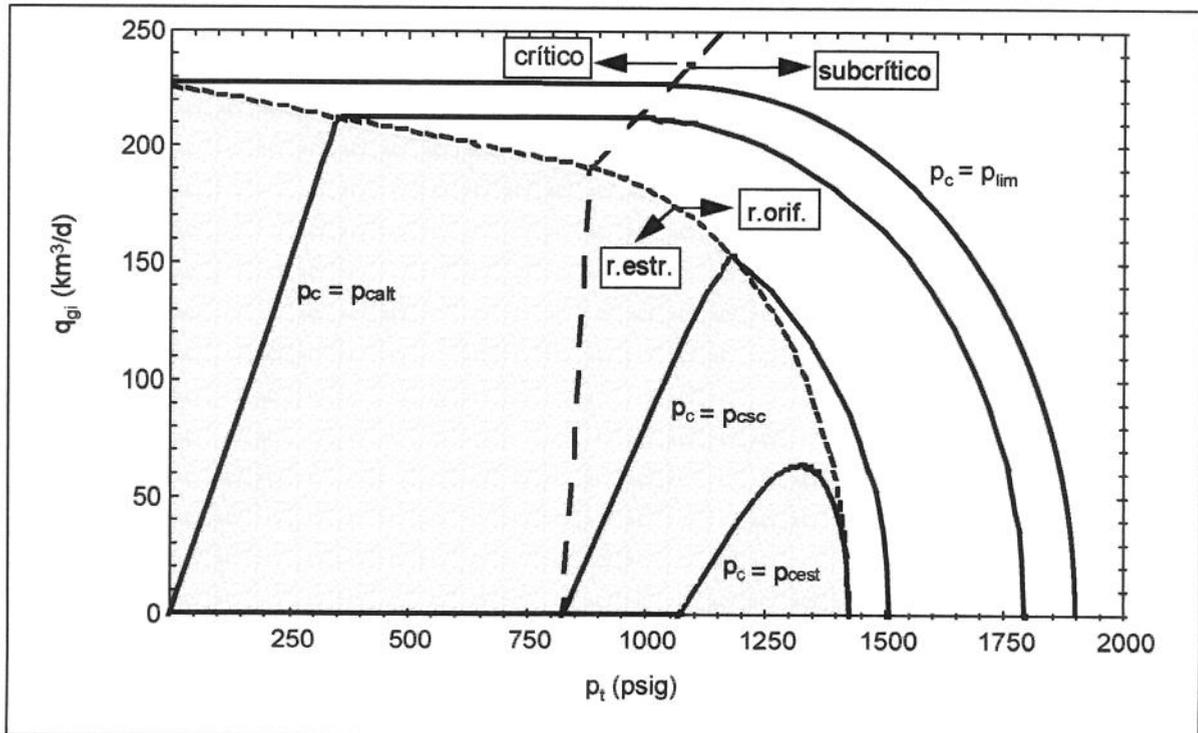


Figura 5.5 - Vazão de gás em válvula de 1 1/2" x 1/2"
 $(\Delta 1_{lim} = 120 \text{ psi ou } 8,5 \text{ kgf/cm}^2)$

- **Regime em orifício**

Corresponde às situações (pares de pontos p_c , p_t) onde a válvula está **totalmente aberta**, e portanto se comportando como um orifício com mesmo diâmetro de sede (região acima da curva pontilhada na Fig. 5.5 e acima das retas R4 e R2, na região sombreada da Fig. 5.4). Neste regime, a vazão de gás, para uma pressão fixa no revestimento, aumenta com o diferencial de pressão revestimento-tubo através da válvula, em fluxo subcrítico, até que a pressão crítica (retas tracejadas nas Fig. 5.4 e 5.5) seja atingida. A partir daí, a vazão se mantém constante para pressões no tubo declinantes até um valor mínimo (curva pontilhada na Fig. 5.5 e reta R4 na Fig. 5.4). As curvas tracejadas nas Fig. 5.4 e 5.5 definem o limite entre fluxo crítico e subcrítico. A região de fluxo crítico é aquela à esquerda destas curvas.

- **Regime em estrangulamento**

Ocorre quando a válvula está **parcialmente aberta**, sendo a área efetiva de fluxo menor que a área da sede da válvula. Na Fig. 5.4 compreende os pontos (p_c , p_t) na área sombreada entre as retas R1 e R4, ou seja, onde o Δp_v é menor que o Δp_{lim} . A reta R3, nesta região, também define o limite entre fluxo crítico e subcrítico, sendo que devido ao estrangulamento contínuo da válvula, a vazão de gás nunca é constante, e em geral diminui para pressões no tubo declinantes (região abaixo da curva pontilhada na Fig. 5.5).

Usando as definições acima, o regime de fluxo, teoricamente, só pode ser determinado a partir de uma combinação das pressões no revestimento e no tubo. Duas exceções ocorrem e poderiam definir regimes especiais:

- se a pressão de revestimento é maior que p_{lim} , a válvula está sempre aberta, para qualquer pressão de tubo, e o regime seria o de **orifício “puro”**. Esta região corresponde ao regime de orifício na nomenclatura utilizada nos *TUALP* (Fig. 3.3).
- se a pressão do revestimento é menor que p_{cest} , e existe fluxo, a válvula está, sempre, apenas parcialmente aberta, e o regime de fluxo poderia ser chamado de **estrangulamento “puro”**. Esta região não foi especificamente citada nos trabalhos dos *TUALP*,

provavelmente por só ocorrer para pressões de tubo e revestimento próximas à pressão do fole naquela condição de operação (p_{bt}), e para válvulas com elevado valor para o Δl_{lim} .

A faixa restante de pressões de revestimento, $p_{cest} < p_c < p_{lim}$, definiria então uma **transição** entre os regimes de orifício “puro” e de estrangulamento “puro”, onde o fluxo pela válvula para uma pressão no revestimento fixa, oscilaria entre os regimes de orifício e de estrangulamento, a depender da pressão no tubo.

As demais pressões de revestimento anteriormente citadas, associadas às correspondentes pressões de tubo, podem definir outras faixas de operação das válvulas, quando o fluxo de gás ocorre. Por exemplo,

- para $p_c < p_{esc}$, o fluxo é sempre subcrítico, podendo ser em orifício ou em estrangulamento;
- para $p_{calt} < p_c < p_{lim}$, o fluxo, para pequenos valores de p_t , corresponde ao estrangulamento crítico. Na maioria das pressões de tubo, ocorre em regime de orifício crítico ou subcrítico. Esta região corresponde ao regime de transição na nomenclatura dos *TUALP*.

A utilização deste mapa permite uma melhor compreensão do comportamento da válvula face a variações nas condições de operação, ou seja, nas pressões de revestimento e tubo, como veremos posteriormente.

5.2- Análise da operação futura da válvula

A válvula especificada (p_{bt} , diâmetros externo e de sede) em determinada profundidade, para uma condição inicial de projeto (p_c , p_t , q_{gi}), deve ser também capaz de passar a vazão de gás requerida em condições operacionais futuras do reservatório. Além disso, em geral, nestas novas situações, as pressões do reservatório, índices de produtividade e vazões de líquido e de gás injetado são menores. Isto pode forçar a

utilização de menores diâmetros de sede para garantir as condições de estabilidade da produção. Na Fig. 4.1, por exemplo, a válvula especificada para o mandril M1, deverá operar adequadamente, desde a condição de projeto (ponto P11), em diversas condições intermediárias, entre os pontos P11 e P15, até que a injeção de gás seja transferida para o mandril M2 (ponto P25).

Assumindo-se que a p_{bt} permanece fixa (considerando variação desprezível com a variação da temperatura de fluxo), como a pressão no tubo diminui ao longo do tempo, a pressão inicial de abertura (p_{vo}) será maior em cada nova condição de operação. Conseqüentemente, para uma mesma pressão no revestimento, o $\Delta 1_v$ será menor.

O valor de $\Delta 1_v$, em cada condição de operação, pode ser obtido a partir de rearranjo dos termos da Eq. 5.5:

$$\Delta 1_v = p_c - \frac{p_{bt}}{(1 - R_v)} + p_t \cdot \frac{R_v}{(1 - R_v)} \quad (5.13)$$

O $\Delta 1_v$ está diretamente relacionado com o afastamento da esfera de sua sede (Eq. 5.4) e, conseqüentemente, com a área aberta ao fluxo. Para $\Delta 1_v$ menor que $\Delta 1_{lim}$ (regime de estrangulamento), a área aberta ao fluxo cai com o decréscimo de $\Delta 1_v$. Pela Eq. 5.13, observa-se que o $\Delta 1_v$ diminui, com pressões no tubo declinantes, em determinada profundidade e para uma determinada válvula. Por isso, na maioria dos casos, se o $\Delta 1_v$ de projeto for menor ou igual ao $\Delta 1_{lim}$, a vazão de gás disponível pela válvula diminuirá com a pressão no tubo. Isto pode ser verificado também usando-se as Fig. 5.4 e 5.5.

No exemplo anterior (item 5.1.1), com válvula de 1 1/2"x 3/8", p_c igual a 1500 psi e p_t igual a 800 psi, supondo que o $\Delta 1_v$ adotado no projeto fosse igual ao $\Delta 1_{lim}$ (75 psi ou 5,3 kgf/cm²), a pressão no fole, p_{bt} seria de 1336 psi (94 kgf/cm²), em uma determinada profundidade. Nesta situação, para p_t igual a 800 psi (56 kgf/cm²), a área aberta ao fluxo seria máxima e também a vazão de gás pela válvula (próxima a 125.000 m³/d), como mostram as Fig. 5.6 e 5.7.

Numa condição posterior de operação, supondo que p_t caísse para 600 psi (42 kgf/cm²), pela Eq. 5.13 o valor do $\Delta 1_v$ correspondente seria de 40 psi (2,8 kgf/cm²).

Conseqüentemente seriam reduzidas a área efetiva de fluxo e a vazão de gás pela válvula, esta para valor próximo a $65.000 \text{ m}^3/\text{d}$, ou seja, quase 50 % da vazão de gás original.

Caso a vazão de injeção de gás requerida na nova condição de operação fosse ainda menor que este valor disponível, seria possível adequar a vazão pela válvula, através de redução na pressão de injeção.

Caso contrário, seria preciso reduzir a pressão de calibração original, através da utilização de um maior $\Delta 1_v$ de projeto, de forma a permitir uma capacidade de vazão adequada pela válvula nas condições subseqüentes de operação.

No caso de válvulas de orifício, em geral, a simples redução na pressão de injeção permite controlar a vazão de gás requerida em cada nova situação. Isto é obtido controlando-se adequadamente o *choke* de gás na superfície.

As Fig. 5.6 e 5.7, mostram também o comportamento da válvula (A_{er} e vazão de gás) para o diâmetro de sede de 5/16" e p_{br} de 1336 psig (94 kgf/cm^2). Isto corresponde a um $\Delta 1_v$ de projeto igual a 105 psi ($7,4 \text{ kgf/cm}^2$) para a p_t de 800 psig. Este valor é agora maior que o $\Delta 1_{lim}$, igual a 58 psi (4 kgf/cm^2), para a válvula com sede de 5/16". Portanto, a área aberta ao fluxo é máxima mesmo para pressões de tubo menores que a de projeto (Fig. 5.6, entre 400 e 800 psi). As vazões de gás são constantes, nesta faixa de pressões (Fig. 5.7). Isto significa que se as pressões no tubo na profundidade deste mandril, nas condições futuras, estiverem compreendidas entre os limites acima, a válvula deverá operar adequadamente, apenas reduzindo-se a pressão de injeção no revestimento. Isto porque, em geral, as vazões de gás futuras são menores. Além disso, as condições de estabilidade da produção estariam garantidas, devido ao fluxo crítico pela válvula (Tab. 3.2 - Região B).

Esta situação, usando $\Delta 1_v$ maior que o $\Delta 1_{lim}$, é mais segura para atender a análises deste tipo, em condições de operação posteriores à de projeto. Provoca, porém, um desperdício de pressão disponível para injeção nos mandris inferiores, que poderá levar a menores produções acumuladas para a coluna assim dimensionada, como veremos no Cap. 6.

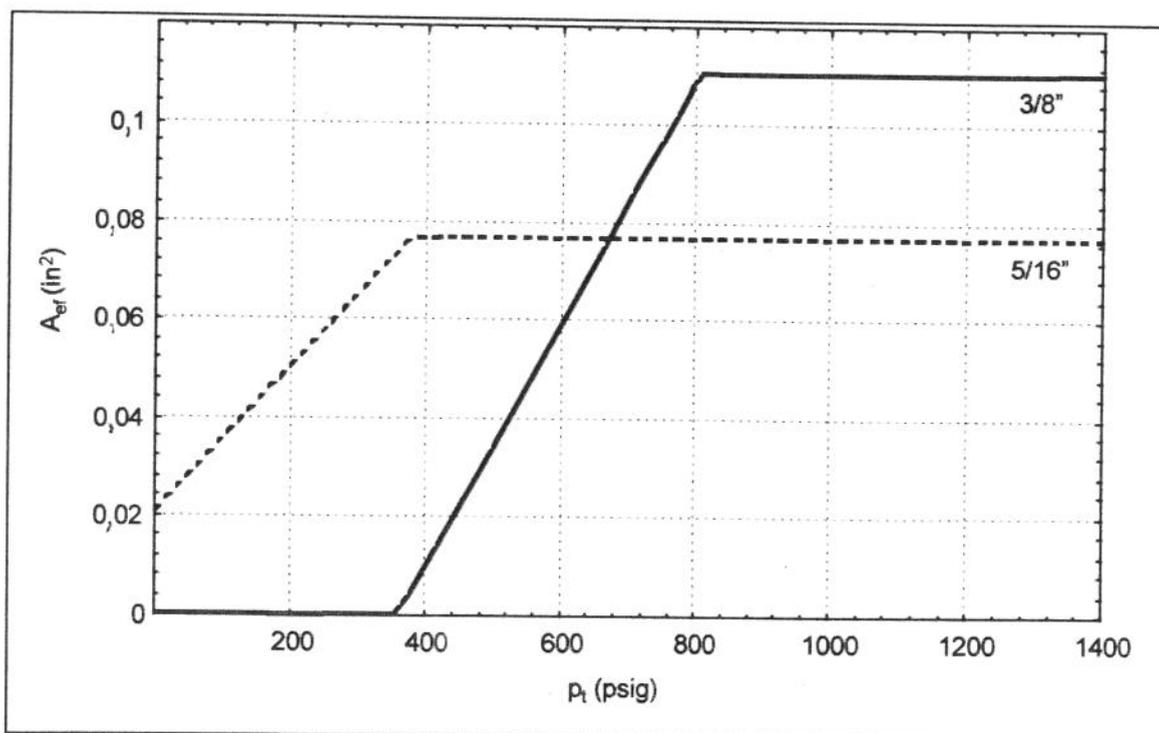


Figura 5.6 - Área efetiva de fluxo em função da pressão no tubo
(válv. de 1 1/2"; $p_c = 1500$ psig; $p_{bt} = 1336$ psig)

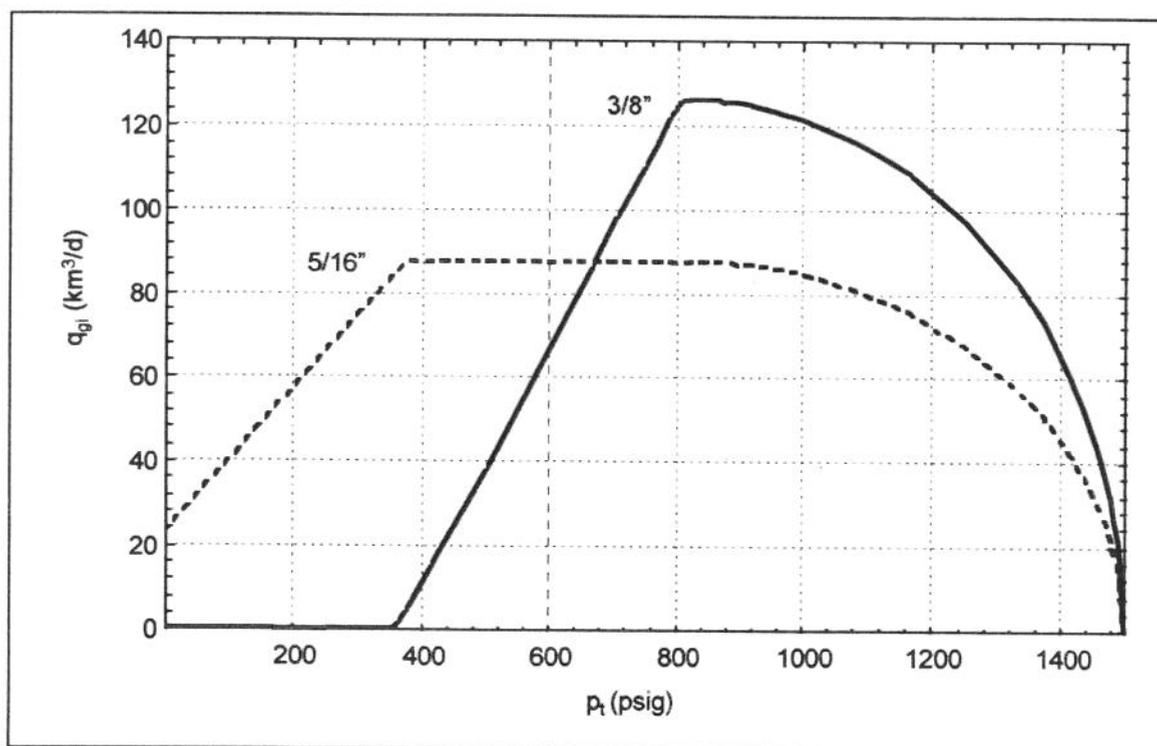


Figura 5.7 - Vazão de gás em função da pressão no tubo
(válv. de 1 1/2"; $p_c = 1500$ psig; $p_{bt} = 1336$ psig)

5.3- Análise da estabilidade da produção com GLC

Uma análise de estabilidade da produção com GLC deve ser feita em diferentes situações de operação, ao longo do tempo, de forma a assegurar que a produção ocorra em condições estáveis (item 3.3).

Deve-se observar, que impondo $\Delta 1_v$ menor ou igual ao $\Delta 1_{lim}$ na determinação da pressão de calibração da válvula, e se este valor for suficiente para atender às exigências de vazão requerida em todas as condições onde a válvula irá operar, a estabilidade estará favorecida. Para uma pressão no revestimento fixa, menores pressões de tubo implicam em menores valores para $\Delta 1_v$ e levam a válvula a operar no regime de estrangulamento (Fig. 5.4 e 5.5). Isto, na maioria dos casos, conduz a uma vazão de gás declinante com a pressão no tubo, e garante a estabilidade como mostrado por *Alhanati et al* (1993). Em alguns poucos casos porém, uma ligeira redução na pressão do tubo pode levar a maiores vazões de gás pela válvula. Por exemplo, no regime de estrangulamento “puro” (Fig. 5.5, com p_c menor que p_{cest}). Por isto a análise de estabilidade deve ser feita caso a caso.

5.4- Critérios recomendados para seleção dos parâmetros de projeto

A partir das considerações anteriores, chega-se aos critérios para a seleção de parâmetros a serem utilizados no dimensionamento da coluna de GLC. A diretriz principal visa obter as maiores profundidades possíveis para os mandris e conseqüentemente as maiores produções acumuladas para determinado poço.

5.4.1- Definição do $\Delta 1$ e especificação da válvula

- **Válvulas de pressão:**

Deve-se selecionar válvula de 1 1/2” sempre que possível, com o maior diâmetro de sede disponível e valor de $\Delta 1_v$ igual ao $\Delta 1_{lim}$ para a válvula escolhida. O valor inicial para o $\Delta 1$ na superfície deve ser ligeiramente inferior ao $\Delta 1_{lim}$ previsto pela Tab. 5.1,

para levar em conta o acréscimo de pressão do gás no revestimento no cálculo do $\Delta 1_v$ (a estimativa inicial para o $\Delta 1$ poderia ser igual ao $\Delta 1_{lim}$ menos 15 psi ou 1 kgf/cm², por exemplo).

Válvulas de 1 1/2", com grande diâmetro de sede e valor de $\Delta 1_v$ igual ao $\Delta 1_{lim}$, proporcionarão abertura plena e elevada vazão de gás pela válvula, com pequeno diferencial de pressão revestimento-tubo (Δp_{rt}) e, conseqüentemente, grande profundidade para o mandril em consideração.

A válvula assim dimensionada, deve ser submetida a dois tipos de análise, em todas as condições de operação previstas no cálculo daquele mandril:

- **Análise 1** - estabilidade da produção. Por exemplo, usando os critérios da Tab. 3.2, propostos por *Alhanati et al* (1993).
- **Análise 2** - capacidade de vazão da válvula para atender às vazões de gás requeridas (associadas a cada curva de LGPI), como visto no item 5.2.

Se em cada passo da análise 1 o resultado for estável, passa-se à análise 2.

Se a análise 1 resultar em instabilidade em alguma condição de operação, o diâmetro de sede deve ser reduzido e, em geral, o $\Delta 1$ também (o novo $\Delta 1_{lim}$ será menor) e só então passa-se à análise 2. Isto vai resultar em menor profundidade para o mandril, em virtude da menor capacidade de injeção de gás pela nova válvula.

Eventualmente, o valor de $\Delta 1$ utilizado no projeto terá que ser maior que o $\Delta 1_{lim}$. Isto, se na análise 2, a válvula não apresentar a capacidade de vazão requerida, como visto anteriormente.

Deve-se ressaltar que a utilização de valor para $\Delta 1$ maior que o $\Delta 1_{lim}$, não resulta em aumento da profundidade para este mandril, já que a vazão de gás não aumenta na condição de projeto. Contudo, reduz a pressão disponível para injeção, resultando em menores profundidades para os mandris inferiores. Se o $\Delta 1_v$ de projeto for menor que o $\Delta 1_{lim}$, a vazão de gás disponível pela válvula, na condição de projeto, será menor, o que forçará a determinação de menor profundidade para o mandril em consideração, aumentando porém a pressão disponível para cálculo dos mandris inferiores. Em ambos os casos, porém, geralmente a produção acumulada resultante é menor, como veremos nos exemplos do Cap. 6.

- **Válvulas de orifício:**

Deve-se usar sempre que possível válvulas de 1 1/2" com o maior diâmetro de sede disponível, para permitir a passagem da maior vazão de gás possível pela válvula e propiciar elevada profundidade para o mandril. As análises 1 e 2, realizadas de forma similar à anterior, devem ser também satisfeitas.

5.4.2 - Definição do $\Delta 2$ e espaçamento mínimo entre os mandris

Enquanto não estiverem disponíveis dados de desempenho das válvulas utilizadas no Brasil e realizado um estudo sobre as incertezas em outros dados usados no projeto, pouco há a acrescentar ao já citado no item 4.2 para a seleção do $\Delta 2$. Cabe lembrar porém, que o $\Delta 2$ poderia englobar ainda um fator de segurança adicional, como os propostos nos métodos tradicionais de dimensionamento, em relação às incertezas existentes nos dados de projeto. Por exemplo, ele poderia ser definido por um percentual das pressões no tubo em cada profundidade, para prever possíveis erros na determinação das curvas de LGPI.

Quanto ao espaçamento mínimo entre os mandris, recomenda-se a implementação do procedimento sugerido por Almeida (1992), onde este valor é determinado em função do diferencial de pressão revestimento-tubo (Δp_{π}) na profundidade do mandril superior e do gradiente dinâmico estimado abaixo deste ponto de injeção, como visto no item 4.2. Isto, associado à utilização de valores adequados para $\Delta 1$ e $\Delta 2$, evita a interferência entre as válvulas, e descarta, na maioria dos casos, opções onde grande número de mandris seriam dimensionados, como veremos no Cap.6.

5.5 - Metodologia para otimização do projeto de colunas de GLC

Deve-se pesquisar entre diversas alternativas de coluna de GLC, a que proporcione o maior retorno econômico na vida útil prevista para a instalação. Optou-se neste trabalho, por analisar seis alternativas, denominadas Alt.1 a Alt.6, compostas por 1 a

6 mandris, respectivamente, em termos de produção acumulada média de óleo. São usadas válvulas de pressão nos mandris superiores e uma válvula de orifício no mandril inferior. As válvulas dos mandris superiores devem permanecer fechadas, após a transferência do ponto de injeção para o mandril inferior.

No dimensionamento, são usadas curvas de LGPI, geradas para condições variáveis de reservatório (pressão estática, IP, BSW e RGO). O intervalo de tempo entre as sucessivas condições de reservatório é calculado dividindo-se por doze a vida útil prevista para a instalação. Obtém-se então as curvas de LGPI correspondentes, denominadas LG1 a LG12. Embora este número seja considerado adequado para os objetivos deste trabalho, ele pode ser aumentado caso se deseje maior precisão no cálculo das produções acumuladas.

A denominação dos mandris e a composição de cada alternativa segue a seguinte nomenclatura:

- Mandril **HO**, corresponde às condições de “Hoje” (LG1) e possui uma válvula de Orifício. É o único mandril da Alt.1.
 - Mandril **HP**, corresponde às condições de “Hoje” (LG1) e possui válvula de Pressão. É o **primeiro** mandril das Alt.2 a Alt.6.
 - Mandril **F12**, é o mandril “Futuro” número 1, da Alt.2, que só possui dois mandris.
 - Mandril **F13**, é o mandril “Futuro” número 1, da Alt.3, que possui três mandris.
 - Mandril **F23**, é o mandril “Futuro” número 2, da Alt.3, que possui três mandris.
 - Mandril **F14**, é o mandril “Futuro” número 1, da Alt.4, que possui quatro mandris.
 - Mandril **F24**, é o mandril “Futuro” número 2, da Alt.4, que possui quatro mandris.
 - Mandril **F34**, é o mandril “Futuro” número 3, da Alt.4, que possui quatro mandris.
- e assim, sucessivamente, para os mandris **F15**, **F25**, **F35**, **F45**, **F16**, **F26**, **F36**, **F46** e **F56**, como ilustrado na Tab. 5.2.

Tabela 5.2
Nomenclatura dos mandris e definição das alternativas de coluna

Mandris	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 5	Alt. 6
primeiro	HO	HP	HP	HP	HP	HP
segundo	-	F12	F13	F14	F15	F16
terceiro	-	-	F23	F24	F25	F26
quarto	-	-	-	F34	F35	F36
quinto	-	-	-	-	F45	F46
sexto	-	-	-	-	-	F56

Obs: - No mandril HO e no último mandril em cada alternativa a válvula é de orifício.

- Nos demais mandris as válvulas são de pressão.

As alternativas são então compostas por :

- Alt. 1 - um mandril, com válvula de orifício (HO), dimensionado a partir do LG1.
- Alt. 2 - o primeiro mandril (HP), com válvula de pressão, dimensionado a partir do LG1, e o segundo (F12), com válvula de orifício, dimensionado para o LG7. Assim, cada conjunto mandril-válvula opera por um tempo correspondente à metade da vida útil da instalação, nesta alternativa.
- Alt.3 - o primeiro mandril (HP), com válvula de pressão, dimensionado a partir do LG1, o segundo mandril (F13), com válvula de pressão, dimensionado para o LG5, e o terceiro (F23), com válvula de orifício, correspondente ao LG9. Nesta alternativa, cada conjunto mandril-válvula opera em um terço da vida útil da instalação.
- Alt.4 - composta pelo mandril HP, um segundo mandril (F14), correspondente ao LG4, um terceiro (F24), ao LG7, todos acima com válvulas de pressão, e o último (F34), com

válvula de orifício, dimensionado para o LG10. Cada conjunto, opera, neste caso, em um quarto do tempo total.

As Alt.5 e Alt.6 são definidas de forma similar às anteriores. Nas simulações efetuadas, estas alternativas raramente foram utilizadas devido à restrição imposta para espaçamento mínimo entre mandris, como visto no Cap. 6.

A Fig. 5.8 ilustra a operação prevista na Alt.3. O mandril HP, dimensionado para as condições do LG1 (ponto P11), deverá operar até que as condições de reservatório que definem o LG5 (ponto P15) sejam atingidas. Isto é, a válvula instalada no mandril HP deve ser dimensionada de forma a permitir a passagem das vazões de gás associadas aos LG's 1 a 5, na profundidade deste mandril. Deve-se também assegurar condições estáveis de operação, em todo este período. O mesmo acontece para o mandril F13, que deverá operar entre os pontos P25 e P29 e para o mandril F23, que deverá operar a partir do LG 9 (ponto P39) até o final da vida prevista para a instalação. A previsão da operação nas demais alternativas (Alt.1, 2, 5 e 6) deve ser feita de forma similar à exposta acima.

A produção acumulada de óleo em cada alternativa é calculada pela integração da curva vazão de óleo *versus* tempo durante a vida útil da instalação, sendo as vazões de óleo calculadas a partir dos valores de BSW e vazões de líquido associadas aos LG's correspondentes à operação por cada um dos mandris dimensionados. Em geral, usando-se a RGLI econômica, a vazão de líquido é decrescente quando a injeção de gás se dá por um determinado mandril (condições de reservatório declinantes) e sobe para um patamar mais alto, quando se processa a transferência para o mandril seguinte. A produção acumulada média de óleo (N_{po}) é calculada dividindo-se a produção acumulada total de óleo na vida útil da instalação, por este intervalo de tempo de operação e corresponde, portanto, à uma vazão média de óleo neste intervalo de tempo. A Fig. 5.9 ilustra o citado para a Alt.3. Nesta figura, a produção acumulada total de óleo é representada pela região sombreada e a N_{po} pela reta horizontal.

Como exposto anteriormente, para aprofundar ao máximo os mandris em cada alternativa de forma a aumentar as vazões de produção, deve-se minimizar os diferenciais de pressão revestimento-tubo (Δp_r), utilizando-se válvulas de *gas lift* com maior capacidade de vazão e Δl_v próximo ao Δl_{lim} , além de conservar ao máximo a pressão de injeção, utilizando-se os menores diferenciais de pressão para fatores de segurança ($\Delta 2$) possíveis.

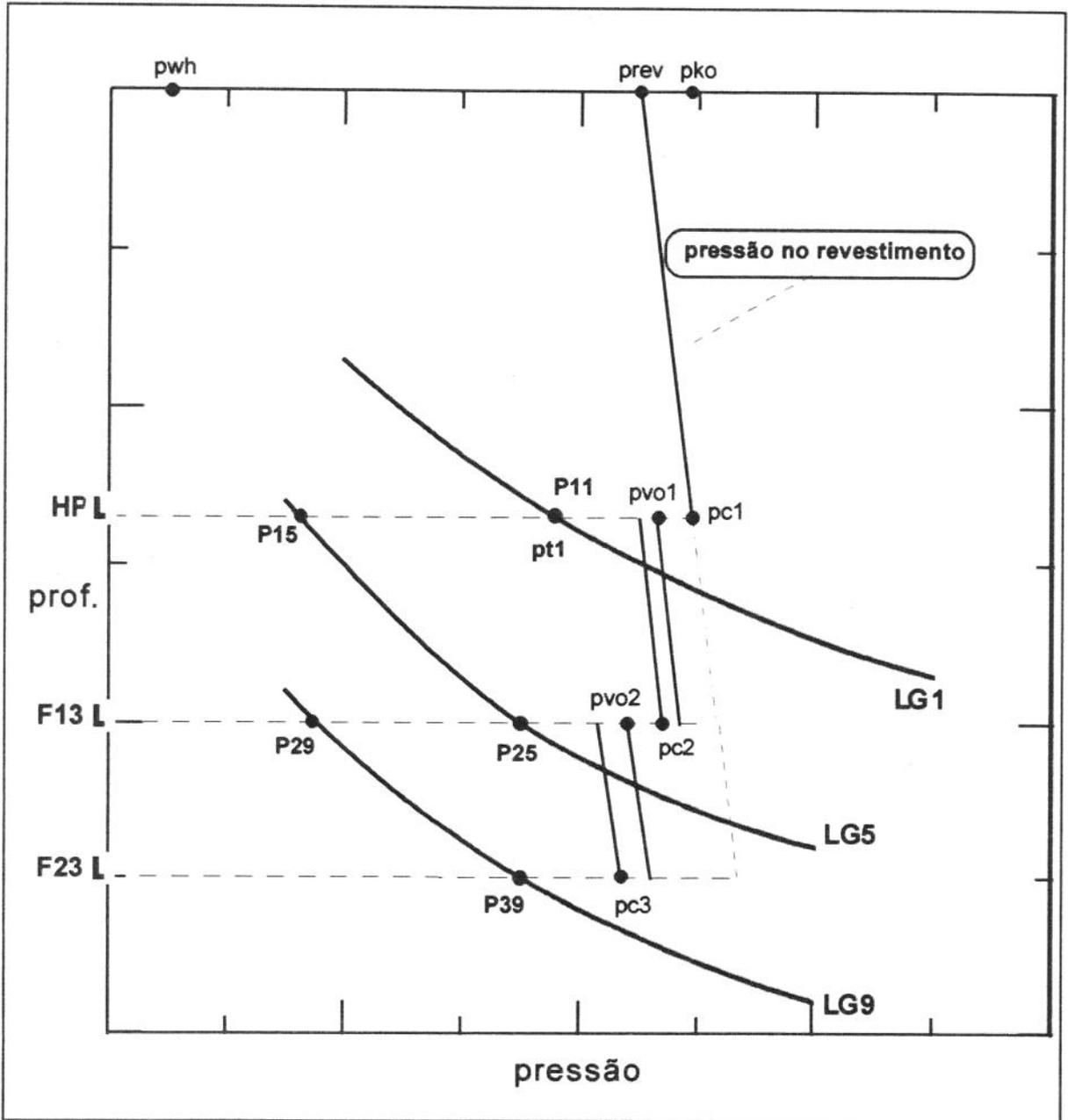


Figura 5.8 - Posicionamento dos mandris e condições de operação - Alt.3

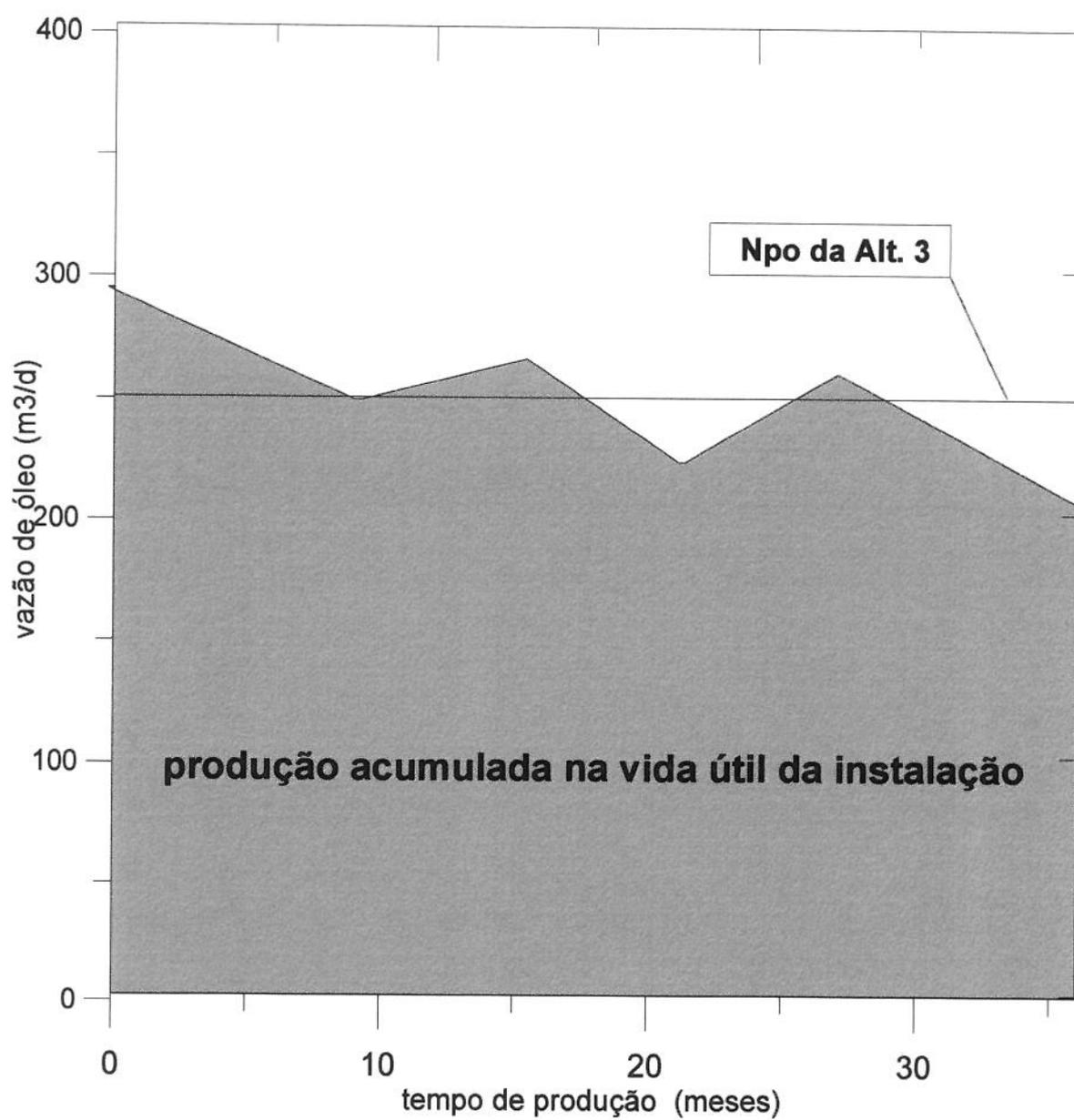


Figura 5.9 - Determinação da produção acumulada na Alt.3

CAPÍTULO 6

APLICAÇÃO A CASOS TÍPICOS DA BACIA DE CAMPOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta para otimização do dimensionamento de GLC (item 5.5) a poços típicos da Bacia de Campos.

6.1- Simuladores utilizados para o dimensionamento de GLC

A metodologia proposta para o dimensionamento de GLC foi implementada em um programa de computador, denominado **GLCMar**. Na elaboração deste novo programa foram utilizadas algumas das rotinas básicas do **DIMGLC** e, para geração das doze curvas de lugar geométrico requeridas foram realizadas algumas adaptações no simulador **LGPI** original, citados no Cap.4 e descritos por **Almeida** (1992).

O **GLCMar** define automaticamente os diâmetros externos e de sede das válvulas e os valores de $\Delta 1$, que pela metodologia anterior eram fixados pelo usuário. Para isto são utilizados os critérios apresentados no item 5.4, com as restrições devidas. Devem ser atendidas as condições de estabilidade da produção em todas as condições de operação, o espaçamento mínimo entre mandris (Δz_{\min}), e um diferencial mínimo entre as pressões de revestimento e tubo ($\Delta p_{rt\min}$), utilizado como fator de segurança adicional no projeto, se desejado. Os valores determinados pelo **GLCMar** para os parâmetros de projeto ($\Delta 1$ e diâmetros das válvulas), se usados como dados de entrada no **DIMGLC**, devem proporcionar resultados similares, desde que usados os mesmos modelos para os diversos componentes do sistema, em particular, para o comportamento das válvulas de *gas lift*.

O **GLCMar** lê o arquivo gerado pelo **LGPI** modificado, um arquivo de dados com características das válvulas de *gas lift* (R_v , B_{lr} , x_{lim}) e um arquivo com dados complementares. Estes incluem, por exemplo, valores mínimos para $\Delta 1$, valores de $\Delta 2$, estimativa para o gradiente dinâmico abaixo do ponto de injeção de gás (para determinação do Δz_{\min}), os diâmetros máximos de sede a serem utilizados em válvulas de

1” e de 1 1/2”, o diferencial de pressão mínimo admissível entre o tubo e o revestimento (Δp_{rtmin}), e o modelo para cálculo da vazão de gás (se o modelo de **Winkler & Eads** ou um dos modelos dos *TUALP*). Isto torna o programa flexível o suficiente para permitir uma análise da sensibilidade dos resultados obtidos em relação a estes parâmetros de projeto.

Cada uma das seis alternativas de coluna é dimensionada de forma autônoma. As profundidades dos mandris e a especificação das válvulas são determinadas a partir do algoritmo descrito no Anexo B. Em cada mandril com válvula de pressão, parte-se de um valor mínimo para o Δl e de valores máximos para os diâmetros externo e de sede da válvula, de acordo com os critérios apresentados no item 5.4 e as limitações impostas pelo projetista. São verificadas as restrições em termos de Δz_{min} , de Δp_{rtmin} , e de estabilidade da produção, e a compatibilidade entre o diâmetro externo da válvula e a configuração tubo-revestimento naquela profundidade. Caso necessário, o programa altera adequadamente os valores de Δl , diâmetros de sede ou externo da válvula e o procedimento de cálculo é reiniciado, até satisfazer a todas estas restrições. Assim, por exemplo, se condições instáveis de produção são atingidas ou o Δp_{rtmin} não foi atendido, o diâmetro de sede é reduzido. Se o Δz_{min} não foi atingido, o valor de Δl (se o correspondente Δl_v ainda for menor que o Δl_{lim}) é incrementado, de forma a aumentar a vazão pela válvula e aprofundar o mandril em consideração. Em alguns casos, pode-se não encontrar solução. Nestas situações, o cálculo é interrompido e uma mensagem de erro impressa.

Após determinada a profundidade do mandril e especificada a válvula a ser utilizada, é realizada uma análise do funcionamento do conjunto mandril/válvula, nas demais condições de reservatório em que deveriam operar. Estas condições são fornecidas pelas curvas de LGPI, para aquela profundidade. Caso a válvula dimensionada não consiga passar a vazão de gás requerida em alguma outra condição de reservatório ou sejam encontradas situações instáveis de operação, o programa, na versão atual, emite uma mensagem de advertência. Esta informa onde podem ocorrer problemas na operação com aquela alternativa de coluna, podendo o projetista alterar os parâmetros de projeto (por exemplo, aumentando o Δl ou reduzindo diâmetros de sede), se

desejado. Em versão posterior do **GLCMar**, este procedimento pode ser também automatizado.

Após o dimensionamento das seis alternativas de coluna de *gas lift* (Alt.1 a 6), são calculadas e impressas, por alternativa possível, as produções acumuladas médias de óleo, as profundidades dos mandris e a especificação completa das válvulas, além de outros dados intermediários da simulação (análise de estabilidade e da operação futura da válvula em cada condição de operação, por exemplo).

Com estes dados em mãos, o projetista pode definir a coluna a ser descida no poço. Esta decisão pode ser baseada, por exemplo, em uma análise econômica, cotejando os gastos adicionais com mandris e válvulas com eventuais maiores receitas, resultado de uma maior produção acumulada.

6.2 - Casos típicos analisados

Para ilustrar a utilização da metodologia proposta, esta foi aplicada a alguns casos típicos da Bacia de Campos. Para cada caso, foram geradas diversas alternativas de coluna de GLC e analisados os resultados em termos de produção acumulada média de óleo, N_{po} .

Deve-se notar que muitas das simulações efetuadas nestes exemplos são desnecessárias numa situação real de dimensionamento. Elas foram realizadas apenas para ilustrar a comparação entre diferentes colunas de GLC que poderiam ser obtidas por esta metodologia, se os critérios do item 5.4 não forem utilizados. Assim, diversas combinações de diâmetros de sede máximos admissíveis e valores mínimos para $\Delta 1$, foram utilizadas.

Outros parâmetros de projeto foram mantidos fixos nas simulações, como os valores de $\Delta 2$ para válvulas de orifício e pressão ($2,0 \text{ kgf/cm}^2$), o diferencial mínimo de pressão revestimento-tubo Δp_{rmin} ($1,0 \text{ kgf/cm}^2$), o gradiente dinâmico para cálculo do Δz_{min} ($0,09 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$) e o modelo para cálculo da vazão de gás pela válvula (**Winkler & Eads**, 1993). Em alguns casos foi relaxada a restrição de espaçamento mínimo, para ilustrar o comportamento de um maior número de colunas.

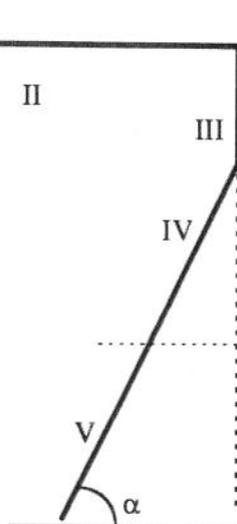
Também foi assumido que:

- a correlação de Hagedorn & Brown (**Brill & Beggs, 1984**) é apropriada para os poços estudados;
- as correlações para propriedades dos fluidos específicas para a Bacia de Campos são também adequadas para estes poços;
- os perfis de temperatura dos fluidos no tubo e revestimento são disponíveis para estes poços e, que
- os diâmetros das colunas e linhas de produção foram determinados anteriormente, através de análise de sensibilidade aos demais parâmetros de projeto.

POÇO TÍPICO 1 com ANM

Consiste em um poço satélite, equipado com árvore de natal molhada (ANM), em lâmina d'água de 400 metros, distante 2 km da plataforma de produção. O reservatório possui mecanismo de produção por influxo de água, com baixa taxa de depleção e BSW's crescentes e o poço tem alto IP. Os valores de IP e RGO da formação foram considerados constantes no período de tempo estudado. A coluna de produção é de 4 1/2" de diâmetro externo, em revestimento de produção de 9 5/8", até a profundidade do topo do *liner* de 7" e, de 3 1/2" no restante do poço. Em virtude das características do poço, a injeção de gás na coluna foi possível apenas em profundidades menores que a do topo do *liner*, sendo utilizadas válvulas de *gas lift* de 1 1/2" de diâmetro externo em todos os casos analisados. Não é esperada nova intervenção neste poço nos próximos cinco anos, definindo a vida útil prevista para a instalação de GLC a ser dimensionada. A Fig. 6.1 resume as principais características do sistema.

Foram analisados oito casos, correspondentes a quatro diferentes configurações de válvulas e dois valores de IP (90 e 25 m³/d/kgf/cm²). No caso do maior IP, as vazões de injeção de gás foram calculadas a partir da RGLI econômica (definida a partir da relação de 1m³/d de óleo adicional para cada 1000 m³/d de gás injetado). No caso do menor IP, a RGLI foi fixada em 120 m³/m³, valor médio das diversas RGLI econômicas obtidas.


GEOMETRIA DO SISTEMA:

Unid.	α	comp. tubo (m)	tubo	revest.
I	90°	439	4"	-
II	0°	2260	4"	-
III	90°	437	4,5"	9 5/8"
IV	40°	1624	4,5"	9 5/8"
V	40°	685	3,5"	7"

API = 29

Densidade do gás = 0,7

RGO = 75 m³/m³

P_{ko} = 98 kgf/cm²

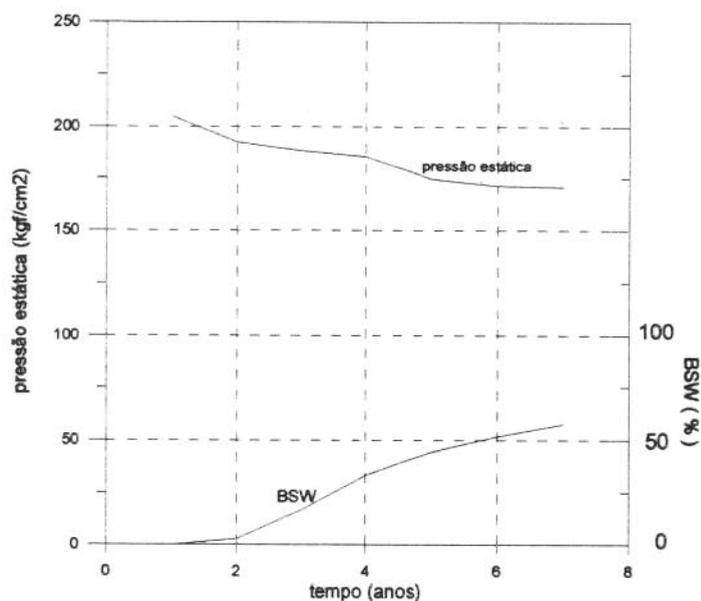


Figura 6.1 - Esquema do poço típico 1

POÇO TÍPICO 2 com ANS

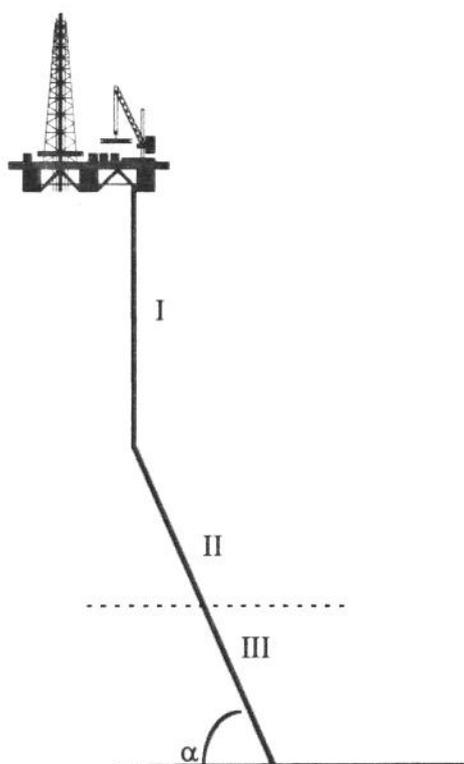
Consiste em um poço equipado com árvore de natal seca (ANS), produzindo para uma plataforma fixa de produção. O reservatório, de médio IP, tem taxa de depleção considerável na vida útil estimada para a instalação de três anos. Os valores de BSW e RGO da formação foram considerados constantes, e admitiu-se que o IP sofre deterioração no período. A coluna de produção é de 3 1/2" em toda a profundidade do poço. Em virtude das características do poço, a injeção de gás na coluna foi possível, em alguns casos, em profundidades maiores que a do topo do *liner*. Válvulas de *gas lift* de 1" e de 1 1/2" de diâmetro externo foram utilizadas, a depender do posicionamento dos mandris em cada alternativa (se dentro ou fora do *liner*). Neste poço foi utilizada RGLI constante de 200 m³/m³. A Fig.6.2 resume as principais características deste sistema.

Foram analisados diversos casos, permitindo verificar como alterações na especificação das válvulas, nos valores mínimos de $\Delta 1$, e no posicionamento de mandris dentro e fora do *liner* influenciariam os valores obtidos para N_{po} .

6.3 - Resultados obtidos

Em todos os resultados apresentados a seguir, as profundidades dos mandris são verticais, em relação à mesa rotativa da sonda de perfuração. Os resultados da Alt.1, isto é, a profundidade do mandril HO e a N_{po} correspondente, foram sempre utilizados como referência para comparação dos resultados. Os valores de N_{po} , médias diárias, foram calculados a partir da produção acumulada total de óleo na vida útil da instalação, em cada alternativa analisada.

Os valores de $\Delta 1$ estudados, em geral, diferem de 0,5 kgf/cm². A escolha deste valor incremental está associada à precisão usual dos manômetros utilizados para calibração das válvulas na bancada de testes. Como o $\Delta 1$ é que define estas pressões de calibração, não se justifica a utilização de valores menores para este incremento.


GEOMETRIA DO SISTEMA:

Unid.	α	comp. tubo (m)	revest.
I	90°	1500	3,5" 9 5/8"
II	50°	1000	3,5" 9 5/8"
III	50°	1000	3,5" 7"

API = 20

Densidade do gás = 0,7

RGO = 30 m³/m³

BSW = 0 %

$P_{ko} = 98 \text{ kgf/cm}^2$

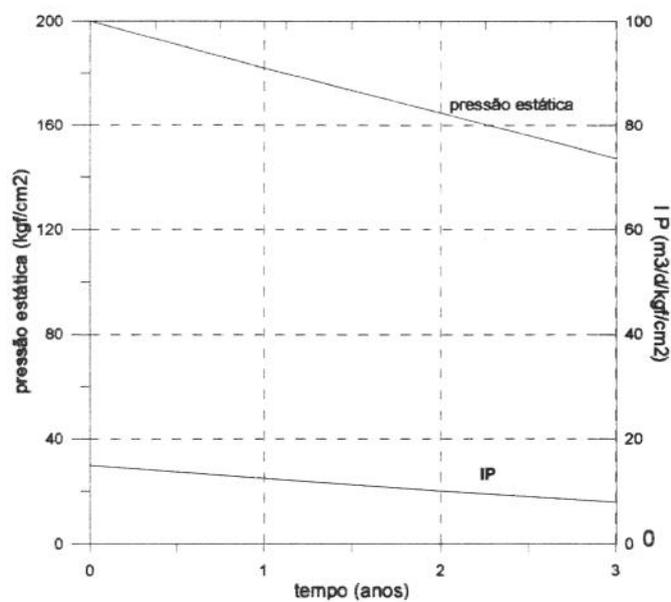


Figura 6.2 - Esquema do poço típico 2

Os valores de Δl utilizados nas abscissas das figuras a seguir, são os valores mínimos de projeto nas condições de superfície. Para comparação com os valores de Δl_{lim} (Tab. 5.1), deve ser usado o Δl_v , isto é, o valor do Δl corrigido para a profundidade da respectiva válvula. Em algumas alternativas de coluna, o valor do Δl mínimo fornecido pelo projetista é alterado pelo simulador, de forma a atender a algumas das restrições citadas no item 6.1 (Tab. C.4 do Anexo C, por exemplo).

Em alguns dos casos estudados, a restrição de espaçamento mínimo entre mandris foi relaxada no cálculo do último mandril (com válvula de orifício) de uma determinada alternativa. Nestes casos, destacados nos exemplos a seguir, poderia haver injeção simultânea pelos mandris HP e F12 ou F13 e F23, por exemplo. Isto foi feito apenas para ilustrar o comportamento de um maior número de alternativas, devendo ser evitado numa situação real de dimensionamento (Tab. C.7 do Anexo C, por exemplo).

Para maiores detalhes deve ser consultado o Anexo C, onde são mostradas tabelas com os resultados do **GLCMar** em alguns dos casos analisados. Algumas destas tabelas (Tab. C.1 a C.9) incluem as profundidades obtidas para os mandris, a especificação das válvulas (diâmetros, pressões de calibração e de operação na superfície), valores de Δl e Δp_H , obtidos para cada conjunto mandril/válvula e as produções acumuladas médias por alternativa. Outras (Tab. C.1A a C.9A) mostram análises de estabilidade e da operação futura das válvulas, incluindo o valor de Δl_v obtido na profundidade de cada mandril, em todas as condições de operação (notas explicativas constantes no início do Anexo C facilitam a consulta a estas tabelas).

Provavelmente na maioria das instalações com GLC no Brasil, são utilizadas válvulas com diâmetros de sede de 3/16", 1/4" e 5/16". Estes diâmetros são também os mais encontrados nos exemplos da literatura sobre dimensionamento de GLC. Nas simulações efetuadas, configurações com diâmetros de sede de 1/4" e 5/16" para válvulas de pressão e de 5/16" para válvulas de orifício (usualmente utilizadas nos poços da Bacia de Campos) foram comparadas a configurações com diâmetros de sede de 3/8" e 1/2" para válvulas de pressão de 1 1/2" e de 1 1/2" x 1/2" para válvulas de orifício, muito pouco utilizadas no Brasil. Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

6.3.1 - Poço Típico 1 : IP = 90 m³/d/kgf/cm² - válvulas de 1 1/2"

CASO 1:

Diâmetros de sede máximos das válvulas: 5/16" (orifício) e 1/4" (pressão)

(Referências : Fig. 6.3 ; Tab. C.1 e C.1A do Anexo C)

O mandril HO, com válvula de orifício de 1 1/2" x 5/16", foi posicionado a 1496 m. A N_{po} correspondente foi de 429 m³/d. A Fig.6.3 ilustra os resultados obtidos.

A profundidade do mandril HP, com válvula de pressão de 1 1/2" x 1/4", variou entre 1107 e 1166 m quando os valores de $\Delta 1$ mínimo variaram entre 2,5 e 3,5 kgf/cm². O $\Delta 1_{lim}$ para válvula de 1 1/2" x 1/4" é igual a 3,0 kgf/cm². Assim, para $\Delta 1_v$ menor que 3,0 kgf/cm², a válvula estaria parcialmente aberta, ou seja, estrangulada, e a vazão de gás seria restringida. Em consequência, a profundidade obtida para o mandril HP, com $\Delta 1$ igual a 2,5 kgf/cm², é menor que a obtida com valores de $\Delta 1$ iguais ou superiores a 3,0 kgf/cm². Isto acontece porque a menores profundidades os requisitos de vazão de gás são menores. Na Alt.2, a profundidade do mandril F12 com válvula de orifício de 5/16", diminui com o aumento do $\Delta 1$. Isto acontece porque maiores valores de $\Delta 1$ para o mandril HP, implicam em redução da pressão no revestimento disponível para operação pelo mandril inferior (p_{opsup} , Tab. C.1 do Anexo C). Quando o mandril HP atinge a profundidade máxima ($\Delta 1$ igual a 3,0 kgf/cm²) é obtido o maior valor para N_{po} (413 m³/d).

A N_{po} proporcionada pela Alt.1, com apenas um mandril com válvula de orifício operando nos cinco anos previstos para a instalação, foi superior à máxima N_{po} obtida para a Alt.2, com dois mandris. A Alt.1 deveria, portanto, ser a alternativa adotada neste caso. Isto aconteceu porque na Alt.2, o ganho de produção obtido com a operação pelo mandril F12, a partir da metade da vida útil da instalação, não compensaria a perda de produção durante os dois e meio anos iniciais de operação, causada pela menor profundidade do mandril HP, em relação ao mandril HO. A Alt.3, neste caso, não chegou a ser calculada. Isto, devido à restrição imposta para espaçamento mínimo (Δz_{min}) entre os mandris HP e F13.

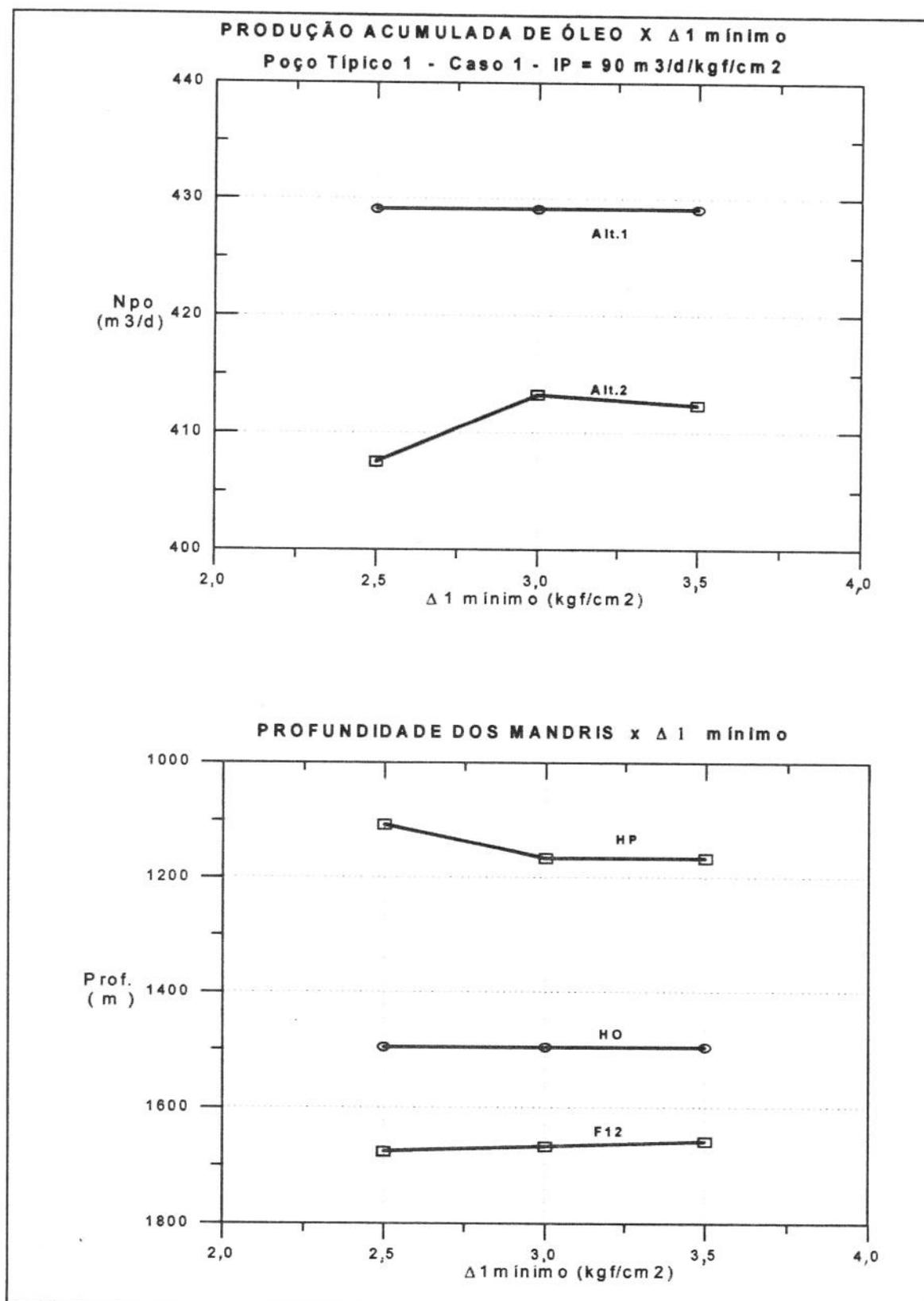


Figura 6.3 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 1
Produção acumulada e profundidades dos mandris
Válv. 1 1/2" - diâmetros máx. de sede: 1/4" (pressão) e 5/16" (orif.)

Situação similar à da Alt.3 ocorreria para as Alt.4 a 6, cujos mandris F14, F15 e F16, estariam a menores profundidades que o F13. Este fato está associado ao elevado diferencial de pressão revestimento-tubo resultante, para compatibilizar a vazão de gás requerida pela curva de LGPI, com a vazão disponível pelas válvulas com pequeno diâmetro de sede (neste exemplo, com diâmetros de sede de 1/4", diferenciais Δp_{ri} da ordem de 34 kgf/cm² são necessários, acarretando em espaçamento mínimo de cerca de 375 metros entre os mandris HP e F13 para evitar a interferência entre válvulas, como mostrado na Tab. C.1.

A Tab. C.1A no Anexo C ilustra a análise de estabilidade e da operação futura das válvulas dos mandris HO, HP e F12. No caso do mandril HP, com $\Delta 1$ de 3.0 kgf/cm², a vazão de gás pela válvula, na condição do LG6, é um pouco menor que a vazão requerida nesta condição de operação. Isto provocaria ligeira redução na vazão de líquido ou requereria ligeiro incremento na pressão de injeção de gás. Neste caso, haveria o risco de injeção múltipla pelos mandris HP e F12, a depender do incremento necessário.

CASO 2:

Diâmetros de sede máximos das válvulas: 5/16" (orifício e pressão)

(Referências : Fig. 6.4 ; Tab. C.2 e C.2A do Anexo C)

A profundidade do mandril HO e a N_{po} da Alt. 1 ficaram inalteradas, pois a válvula de orifício é a mesma do caso anterior.

A profundidade do mandril HP com válvula de 1 1/2" x 5/16" variou agora entre 995 e 1496 m, para valores de $\Delta 1$ mínimo entre 2,0 e 4,0 kgf/cm². O $\Delta 1_{lim}$ para a válvula de 5/16" no mandril HP é igual a 4,1 kgf/cm². Assim, pelos motivos já discutidos, a maior N_{po} da Alt.2 foi obtida para o $\Delta 1$ de 3,5 kgf/cm² na superfície, correspondente ao $\Delta 1_{lim}$ para a válvula de 5/16". Para este valor de $\Delta 1$, a profundidade do mandril HP fica igual à do mandril HO, já que os diâmetros de sede são os mesmos. Neste caso, a N_{po} máxima da Alt.2 é maior que a da Alt.1, já que não há perda com a operação pelo mandril HP e há ganho com a transferência da operação para o mandril F12.

A utilização de valores de $\Delta 1_v$ menores que o $\Delta 1_{lim}$, resulta em maiores profundidades para o mandril F12, mas não acarretam aumento na N_{po} , já que menores

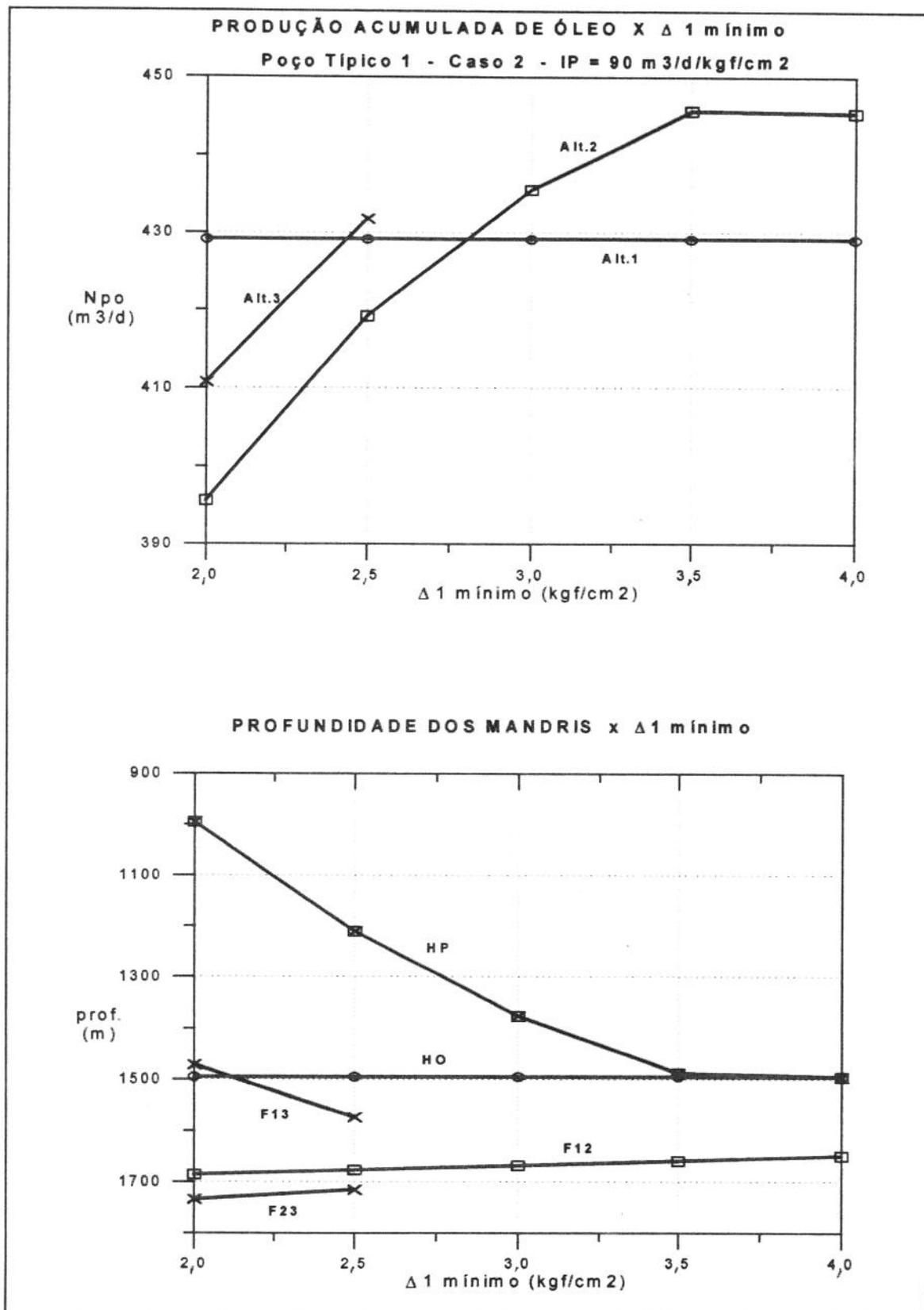


Figura 6.4 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 2
 Produção acumulada e profundidades dos mandris.
 Válv. 1 1/2" - diâmetros máx. de sede: 5/16" (pressão) e 5/16" (orif.)

profundidades são obtidas para o mandril HP. Neste caso, os ganhos decorrentes da maior profundidade do mandril F12 não compensam a perda de produção com a redução da profundidade do mandril HP. Além disso, a operação futura da válvula do mandril HP fica comprometida. Em diversas condições futuras a válvula não possuiria capacidade de vazão, com menores pressões no tubo, para atender ao requerido pelas curvas de LGPI (Tab C.2A do Anexo C).

Já a utilização de valores de $\Delta 1$ acima do $\Delta 1_{lim}$, não resulta em maior profundidade para o mandril HP (a vazão de gás não aumenta) mas resulta em menor profundidade para o mandril F12 (menor pressão de injeção disponível). Consequentemente, há uma perda em N_{po} .

A Alt.3 nesta configuração foi calculada apenas para pequenos valores de $\Delta 1$. Observa-se na Fig.6.4, que com o aumento do $\Delta 1$, as profundidades dos mandris em cada alternativa vão se aproximando, até chegar a uma distância tal que o espaçamento mínimo é atingido (observar, por exemplo, a aproximação entre os mandris HP e F12, ou entre o F13 e o F23). A partir daí as alternativas não mais são calculadas pelo simulador.

Neste caso fica claro como o maior número de mandris nem sempre resulta em maior produção acumulada. Com $\Delta 1$ mínimo igual a 2 kgf/cm^2 , por exemplo, a Alt.1 com apenas um mandril com orifício de $5/16''$ a 1496 m, resulta em maior produção acumulada que a Alt.3, com três mandris a 995, 1472 e 1734 m, todos com sede de $5/16''$, quando as válvulas de pressão estavam estranguladas (Tab. C.2 do Anexo C). Este é um dos casos, citados anteriormente, onde a restrição de espaçamento mínimo no cálculo do mandril F13 foi relaxada. Este mandril ficou posicionado a 1734 m, 11 m acima da profundidade mínima requerida de 1745 m.

CASO 3:

Diâmetros de sede máximos das válvulas: $1/2''$ (orifício) e $3/8''$ (pressão)

(Referências : Fig. 6.5 ; Tab. C.3 do Anexo C)

O mandril HO com válvula de $1 \ 1/2'' \times 1/2''$ foi agora posicionado a 1748 m (Fig. 6.5). Apesar do grande diâmetro de sede utilizado, as condições de estabilidade da produção em todas as condições de operação estudadas foram satisfeitas. A produção acumulada na Alt.1, de cerca de $477 \text{ m}^3/\text{d}$, foi maior que a obtida nos casos anteriores.

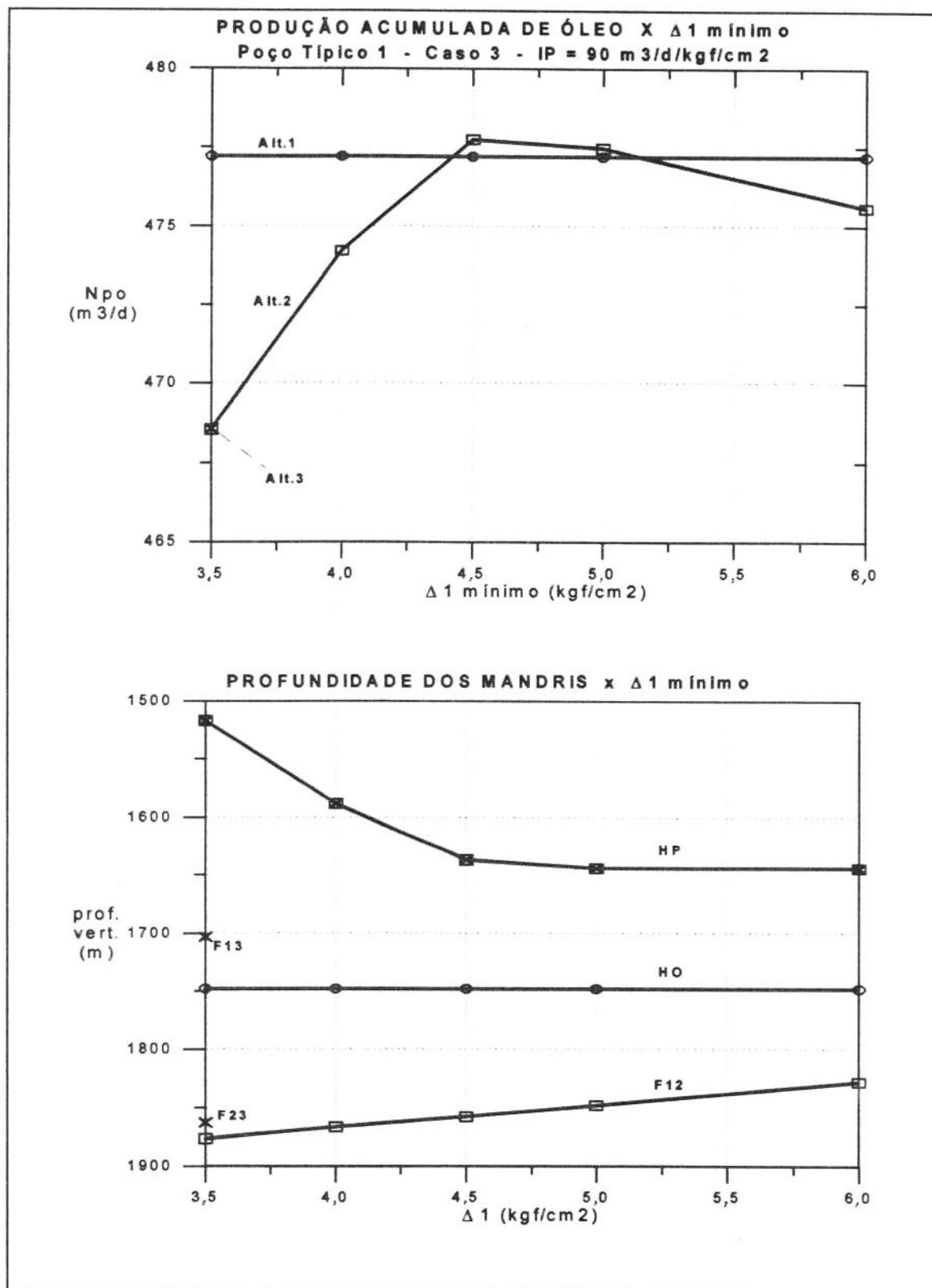


Figura 6.5 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 3
 Produção acumulada e profundidades dos mandris.
 Válv. 1 1/2" - diâmetros máx. de sede: 3/8" (pressão) e 1/2" (orif.)

A profundidade do mandril HP, com válvula de 1 1/2" x 3/8", variou entre 1517 e 1644 m, a depender dos valores de $\Delta 1$ utilizados. Em todos os casos analisados a solução obtida com o diâmetro de 3/8" foi estável. De forma similar à observada no caso 2, pequenos valores de $\Delta 1$ levam a capacidade de vazão da válvula insuficiente para atender a algumas das futuras condições de operação, devendo portanto ser evitados.

Mais uma vez, a N_{po} máxima (477 m³/d) foi obtida com o $\Delta 1$ (4,5 kgf/cm²) correspondente ao $\Delta 1_{lim}$ para a válvula do mandril HP (5,3 kgf/cm²). Este valor é agora maior que a N_{po} da Alt.1, em virtude do ganho proporcionado pela operação pelo mandril F12, compensar a perda pela operação pelo mandril HP, em menor profundidade que o mandril HO.

A Alt.3 nesta configuração foi calculada apenas para valores de $\Delta 1$ menores que 4,0 kgf/cm², em virtude da restrição de espaçamento mínimo (Tab. C.3).

CASO 4:

Diâmetros de sede máximos das válvulas: 1/2" (orifício e pressão)

(Referências : Fig. 6.6 ; Tab. C.4 e C.4A do Anexo C)

A profundidade do mandril HO e a N_{po} da Alt.1, obtidas no caso 3, continuaram inalteradas (Fig. 6.6).

A profundidade do mandril HP, com válvula de 1 1/2" x 1/2", variou de 822 a 1748 m, para a faixa de $\Delta 1$ mínimo estudada. Condições estáveis de operação foram obtidas em todas as simulações efetuadas, mesmo sendo este o maior diâmetro de sede disponível para uso com válvulas de 1 1/2" (Tab. C.4A).

As maiores N_{po} , foram obtidas para valores de $\Delta 1$ mínimo próximos a 7,0 kgf/cm², correspondente ao $\Delta 1_{lim}$ da válvula de 1/2" no mandril HP (8,5 kgf/cm²). O valor máximo (482 m³/d) corresponde à Alt.2, com $\Delta 1$ igual a 7,3 kgf/cm². Nesta situação, as condições futuras de operação foram satisfeitas pelas válvulas nos mandris HP a 1748 m e F12 a 1802 m, sendo requerido apenas ajustes nas pressões de injeção de gás a cada nova condição de reservatório atingida, de forma a manter a RGLI econômica.

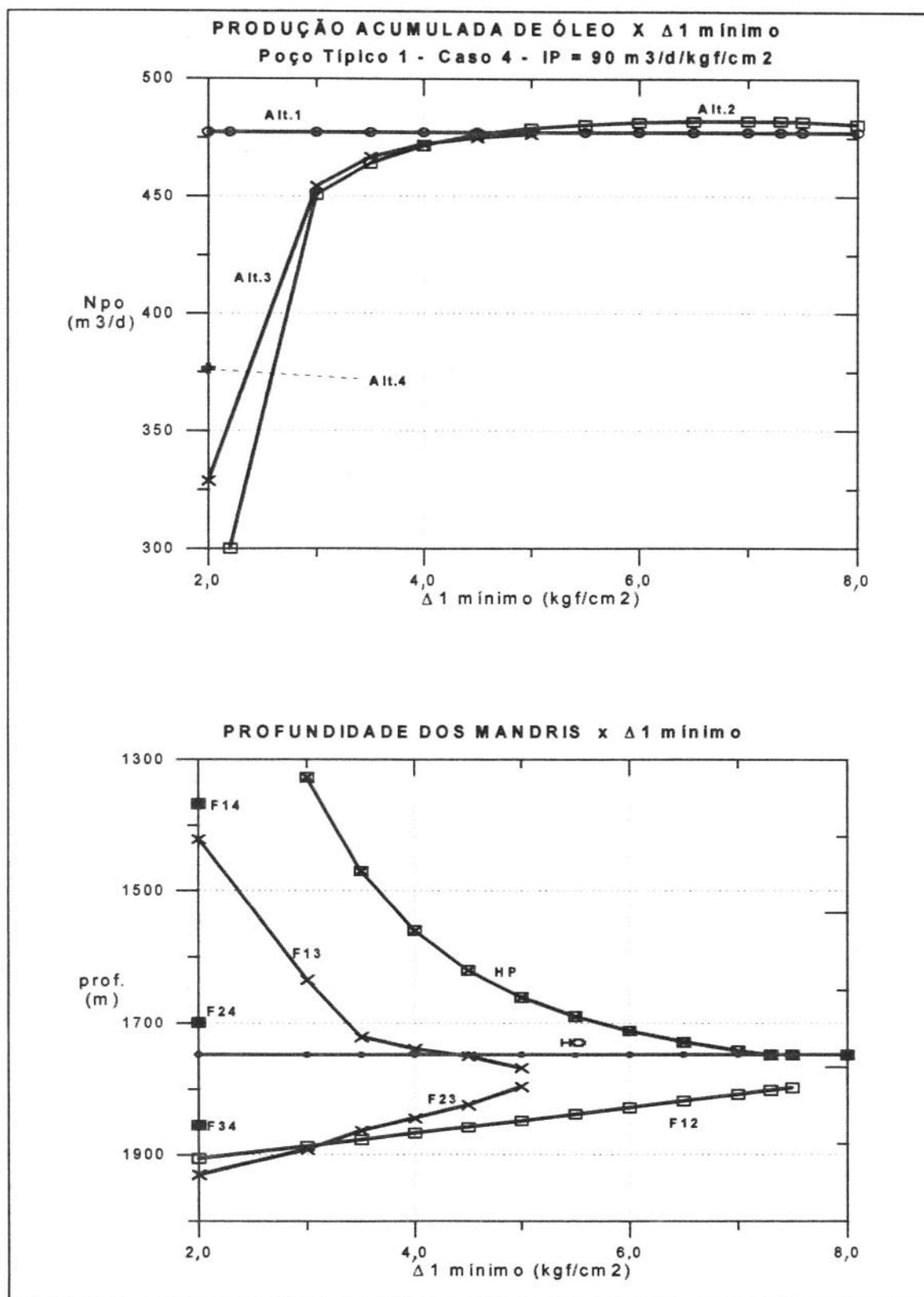


Figura 6.6 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 4
 Produção acumulada e profundidades dos mandris.
 Válv. 1 1/2"- diâmetros máx. de sede: 1/2" (pressão) e 1/2" (orif.)

No caso do mandril HP, a vazão de gás requerida na condição do LG6, última etapa da operação por este mandril, seria ligeiramente inferior à requerida. Isto resultaria em vazão de líquido um pouco menor que a associada ao LGPI, ou pressão de injeção um pouco superior à obtida com o $\Delta 1$ de 7,3 kgf/cm² (Tab. C.4A).

Para valores de $\Delta 1$ menores que 7 kgf/cm², as vazões disponíveis de gás nas condições futuras de operação do mandril HP não seriam suficientes para atender ao requerido pelas curvas de LGPI.

Na Fig. 6.6 fica clara a aproximação das profundidades dos mandris, que ocorre à medida que os valores de $\Delta 1$ vão sendo aumentados, e o seu efeito na estabilização das produções acumuladas. A Alt.2, com $\Delta 1$ igual a 7,3 kgf/cm² e a maior N_{po} , possui mandris espaçados em apenas 50 m, devido ao baixo diferencial de pressão existente entre revestimento e tubo (da ordem de 4 kgf/cm²). A Alt.3, calculada apenas para valores de $\Delta 1$ menores que 5 kgf/cm², proporcionou produções acumuladas de mesma ordem de grandeza que as obtidas com a Alt.2, apesar de incluir um mandril a mais. Para $\Delta 1$ igual a 5 kgf/cm², por exemplo, as três alternativas, com diferentes números de mandris, levariam a valores aproximadamente iguais para a N_{po} .

Principais pontos do estudo de caso : poço típico 1 com IP de 90 m³/d/kgf/cm²:

A Alt.1, com apenas um mandril com válvula de orifício pode resultar em maiores produções acumuladas que alternativas com maior número de mandris, a depender dos diâmetros máximos de sede admitidos para as válvulas de orifício e pressão, e dos valores de $\Delta 1$ utilizados no projeto.

Grandes diâmetros de sede e calibrações adequadas das válvulas, em poços de alta produtividade, podem resultar em situações estáveis de produção e em maiores produções acumuladas que as obtidas com o procedimento usual de utilizar pequenos diâmetros de sede. Para este poço típico, ganhos de produção de até 80 m³/d, em média, poderiam ser obtidos, na vida útil prevista para esta instalação de 5 anos, ou seja, cerca de 20% de ganho em relação ao procedimento convencional.

A Fig. 6.7, resume os resultados obtidos para este poço. Os valores médios de produção acumulada, são os correspondentes às Alt. 1 e 2, que proporcionaram as maiores N_{po} para os casos estudados. A análise das opções de coluna a serem descidas neste poço, levando em conta a pequena diferença, $5 \text{ m}^3/\text{d}$, obtida entre alternativas com maiores N_{po} , poderia levar o projetista a optar por coluna de GLC com apenas um mandril com válvula de orifício de $1/2''$.

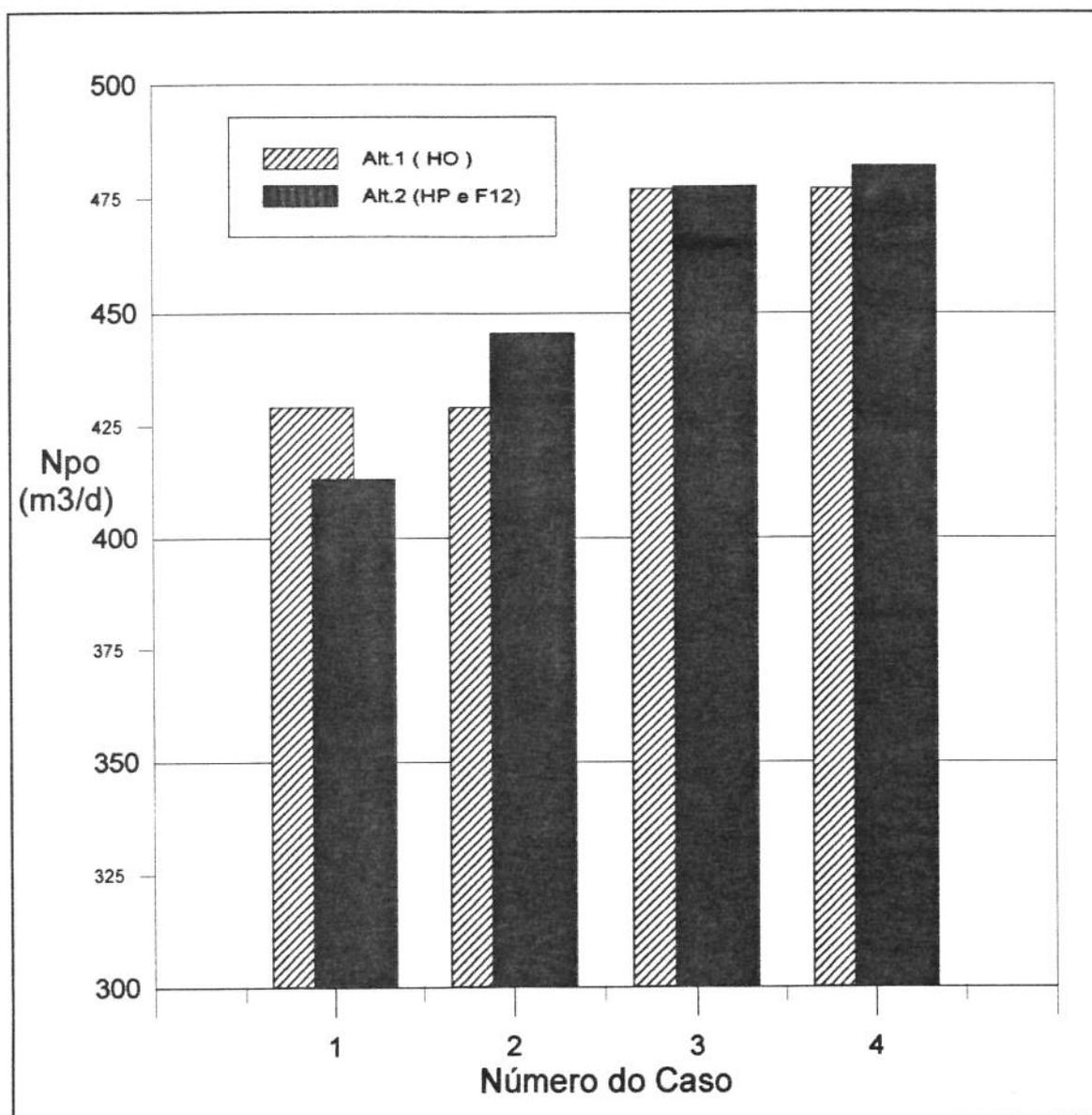


Figura 6.7 - Poço típico 1 - $IP = 90 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$ - Resumo dos casos.

6.3.2 - Poço típico 1 : IP = 25 m³/d/kgf/cm² - válvula. de 1 1/2"

Os mesmos casos foram estudados para um poço similar ao do item anterior, diferindo daquele apenas por ter um IP menor e RGLI fixa.

CASO 1:

Diâmetros de sede máximos das válvulas: 5/16" (orifício) e 1/4" (pressão)

O mandril HO, com válvula de orifício de 1 1/2" x 5/16", foi posicionado a 1675 m. A N_{po} correspondente foi de 381 m³/d (Fig. 6.8).

A profundidade máxima do mandril HP, com válvula de 1 1/2" x 1/4", foi de 1047 m, para um $\Delta 1$ de 3,0 kgf/cm². A profundidade para o correspondente mandril F12 foi de 1883 m. Nesta condição, foi obtida a maior N_{po} (cerca de 343 m³/d) para a Alt.2.

Novamente este valor máximo para a Alt.2 é menor que o da Alt.1 e, assim, a coluna com apenas um mandril com válvula de orifício seria a recomendada.

CASO 2:

Diâmetros de sede máximos das válvulas: 5/16" (orifício e pressão)

A profundidade do mandril HO (1675 m) e a N_{po} da Alt. 1 (381 m³/d) são as mesmas do caso 1 (Fig. 6.9).

A Alt.2 apresentou a maior N_{po} (cerca de 397 m³/d) para valor de $\Delta 1$ de 3,5 kgf/cm², próximo ao $\Delta 1_{lim}$ para a válvula de 1 1/2" x 5/16". As profundidade obtidas para os mandris HP e F12 foram de 1675 e 1872 m, respectivamente. Neste caso, portanto, a utilização de dois mandris levaria a um ganho de produção de 16 m³/d, em média, em relação à alternativa com apenas um mandril.

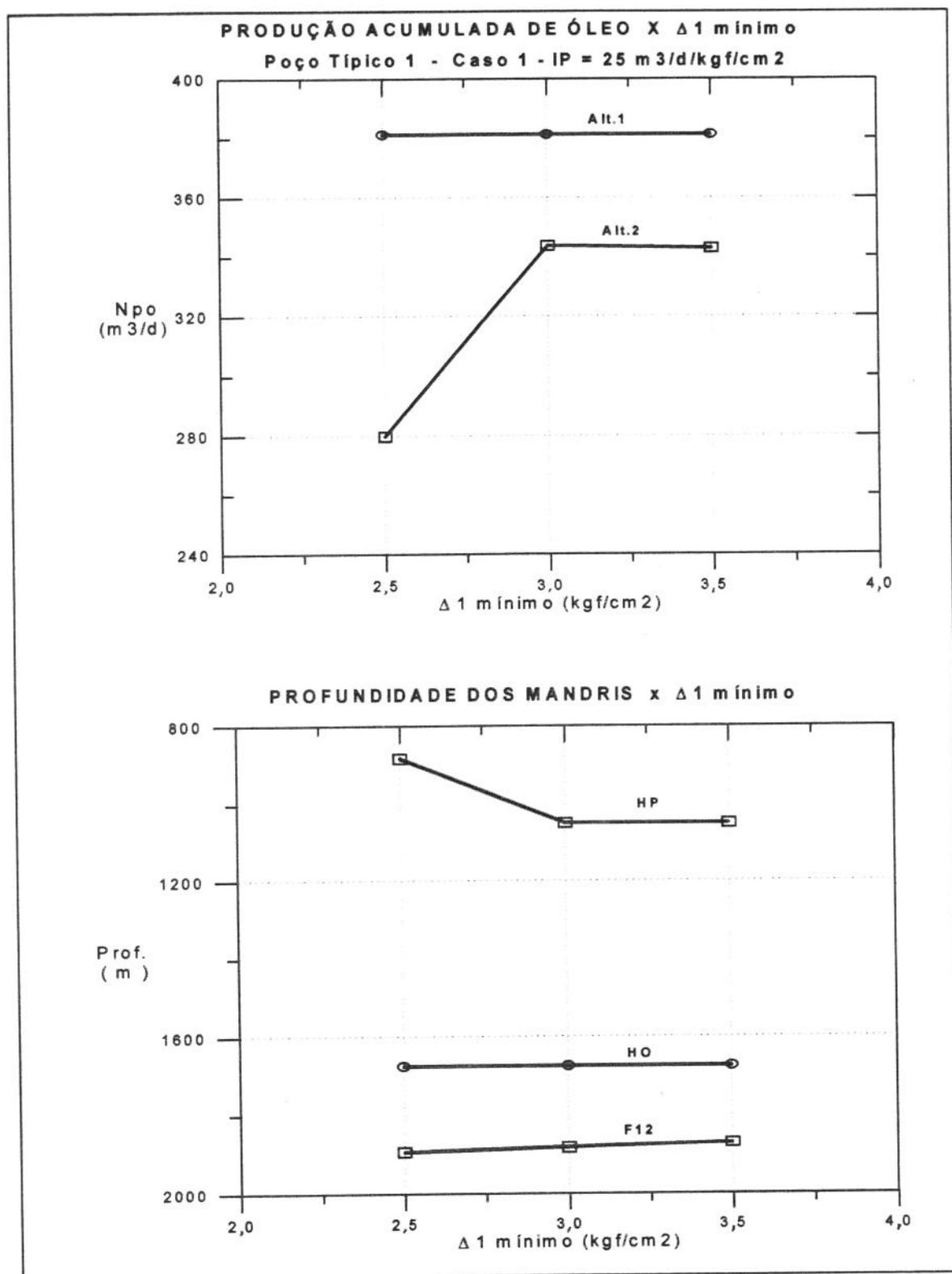


Figura 6.8 - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 1
 Produção acumulada e profundidades dos mandris.
 Válv. 1 1/2" - diâmetros máx. de sede: 1/4" (pressão) e 5/16" (orif.)

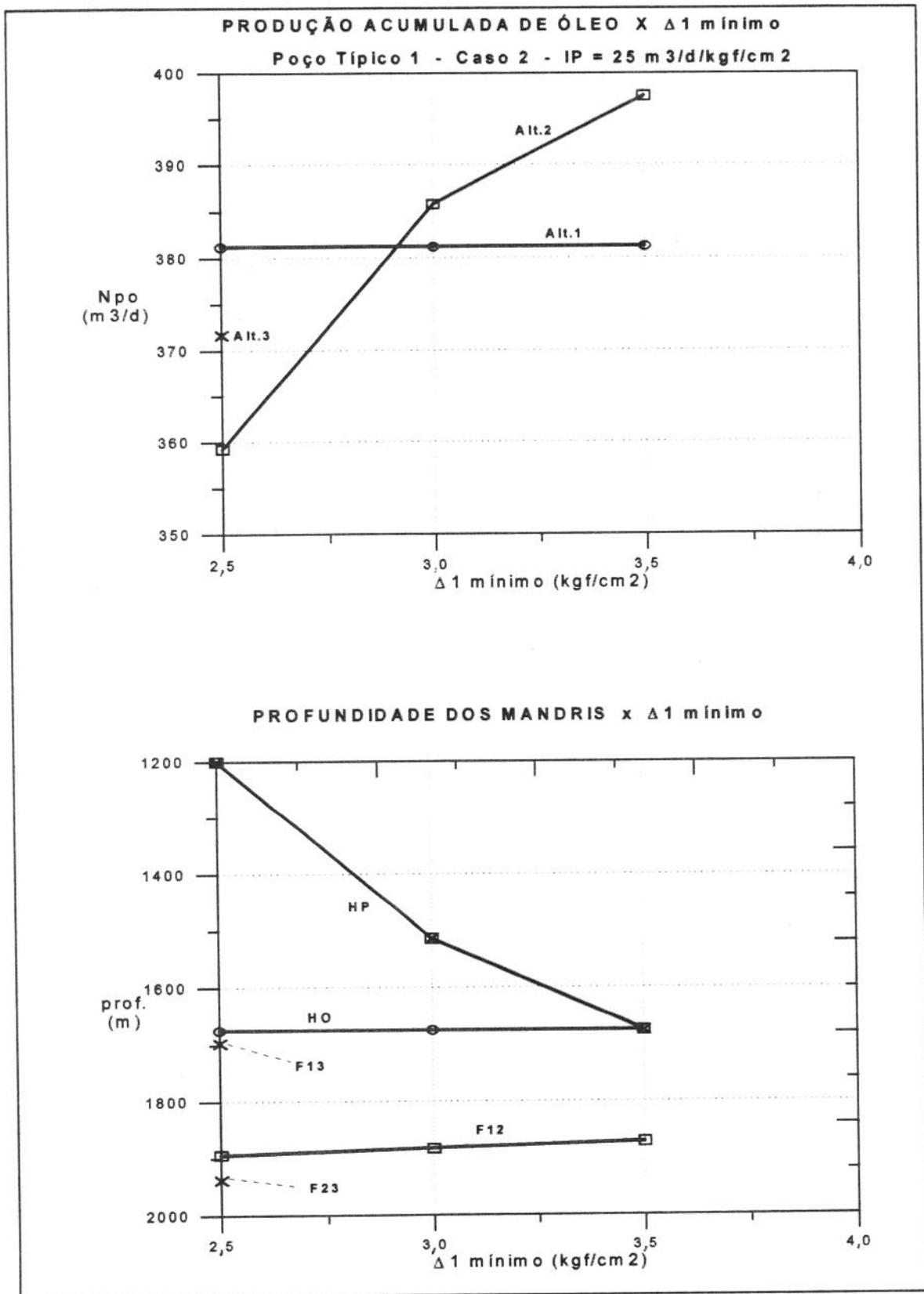


Figura 6.9 - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 2
 Produção acumulada e profundidades dos mandris.
 Válv. 1 1/2" - diâmetros máx. de sede: 5/16" (pressão) e 5/16" (orif.)

CASO 3:***Diâmetros de sede máximos das válvulas: 1/2" (orifício) e 3/8" (pressão)***

O mandril HO é agora posicionado a 1876 m, sendo o diâmetro de sede reduzido de 1/2" para 3/8", de forma a proporcionar condições estáveis de produção. A produção acumulada resultante para a Alt.1, de 412 m³/d, foi maior que as obtidas com os casos 1 e 2 anteriores. A Fig. 6.10 e as Tab. C.5 e C.5A ilustram os resultados obtidos para este caso.

O mandril HP, com válvula de 1 1/2" x 3/8", foi posicionado a 1876 m, para um $\Delta 1$ de 4,5 kgf/cm², próximo ao $\Delta 1_{lim}$ para esta válvula (Tab. C.5). Mesmo com o diâmetro de sede da válvula de orifício do mandril F12 reduzido de 1/2" para 7/16", não foram obtidas condições estáveis de operação. Com o diâmetro de sede reduzido para 3/8", buscando condições de estabilidade, o espaçamento mínimo entre os mandris F12 e HP não foi atingido, e injeção simultânea pelos dois mandris poderia ocorrer. Com valor para $\Delta 1$ de 4,2 kgf/cm² foram conseguidas condições estáveis de operação para o mandril F12 com a válvula de orifício de 3/8", e N_{po} para a Alt.2 de 418 m³/d (Tab. C.5 e C.5A). Este valor é apenas 6 m³/d maior que o da Alt.1, com apenas um mandril com válvula de orifício, provavelmente não justificando a opção pela coluna com dois mandris.

CASO 4:***Diâmetros de sede máximos das válvulas: 1/2" (orifício e pressão)***

A profundidade do mandril HO (1876m), com válvula de 1 1/2" x 3/8", e a N_{po} da Alt.1 (412 m³/d), são as mesmas do caso 3 (Fig. 6.11 e Tab. C.6).

A profundidade do mandril HP, com válvula de 1 1/2" x 1/2", variou entre 1535 e 1968 m, para valores de $\Delta 1$ entre 3,0 e 6,0 kgf/cm². O $\Delta 1$ na superfície, correspondente ao $\Delta 1_{lim}$ para a válvula de 1/2" em profundidades desta ordem de grandeza, é maior que 7 kgf/cm². Porém, neste caso, só é obtida solução para a Alt.2, com valores de $\Delta 1$ menores que o $\Delta 1_{lim}$. Acima de 6 kgf/cm², o mandril F12 é calculado muito próximo ao mandril HP, e o Δz_{min} não é atingido.

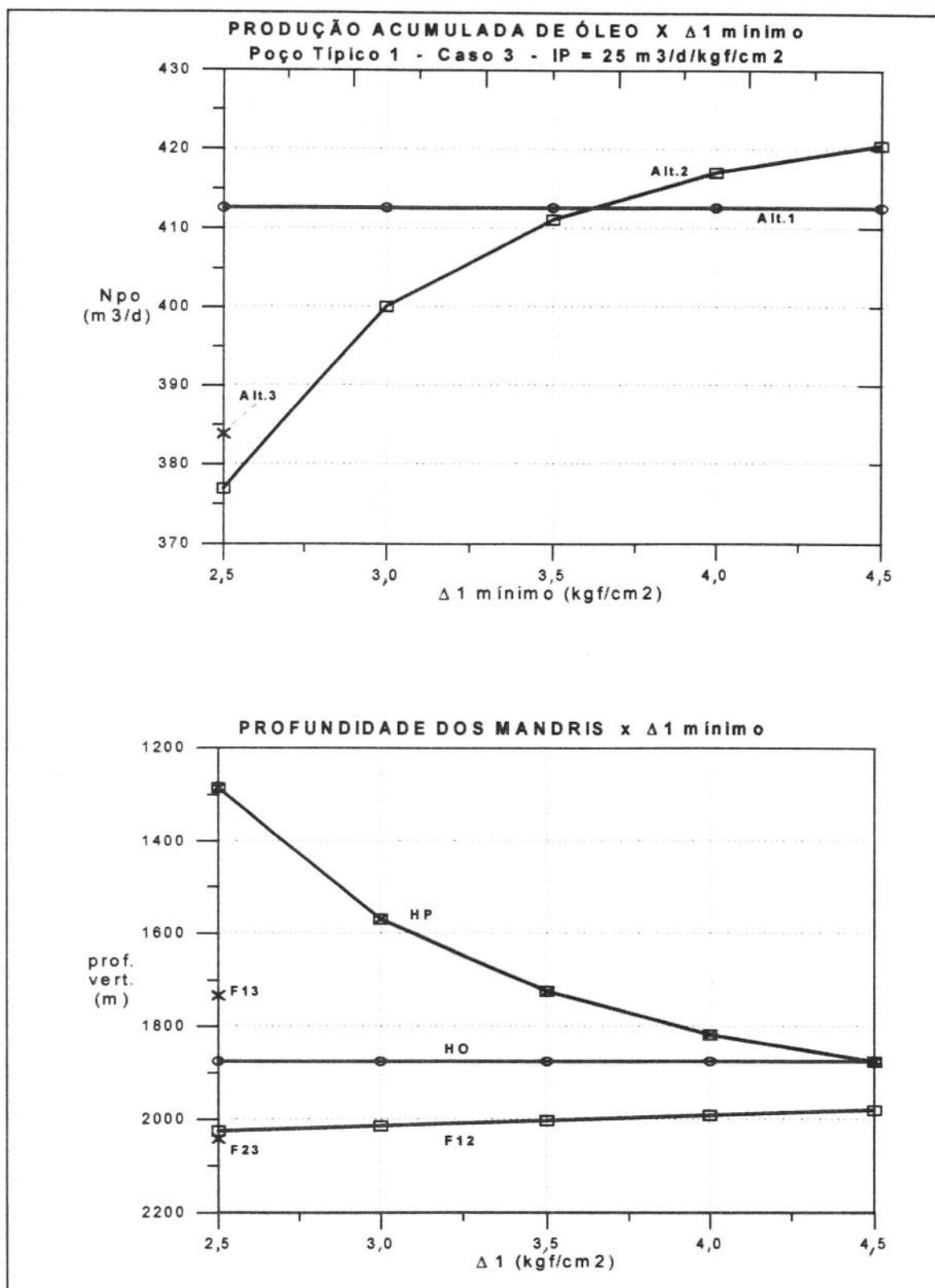


Figura 6.10 - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 3
 Produção acumulada e profundidades dos mandris.
 Válv. 1 1/2" - diâmetros máx. de sede: 3/8" (pressão) e 1/2" (orif.)

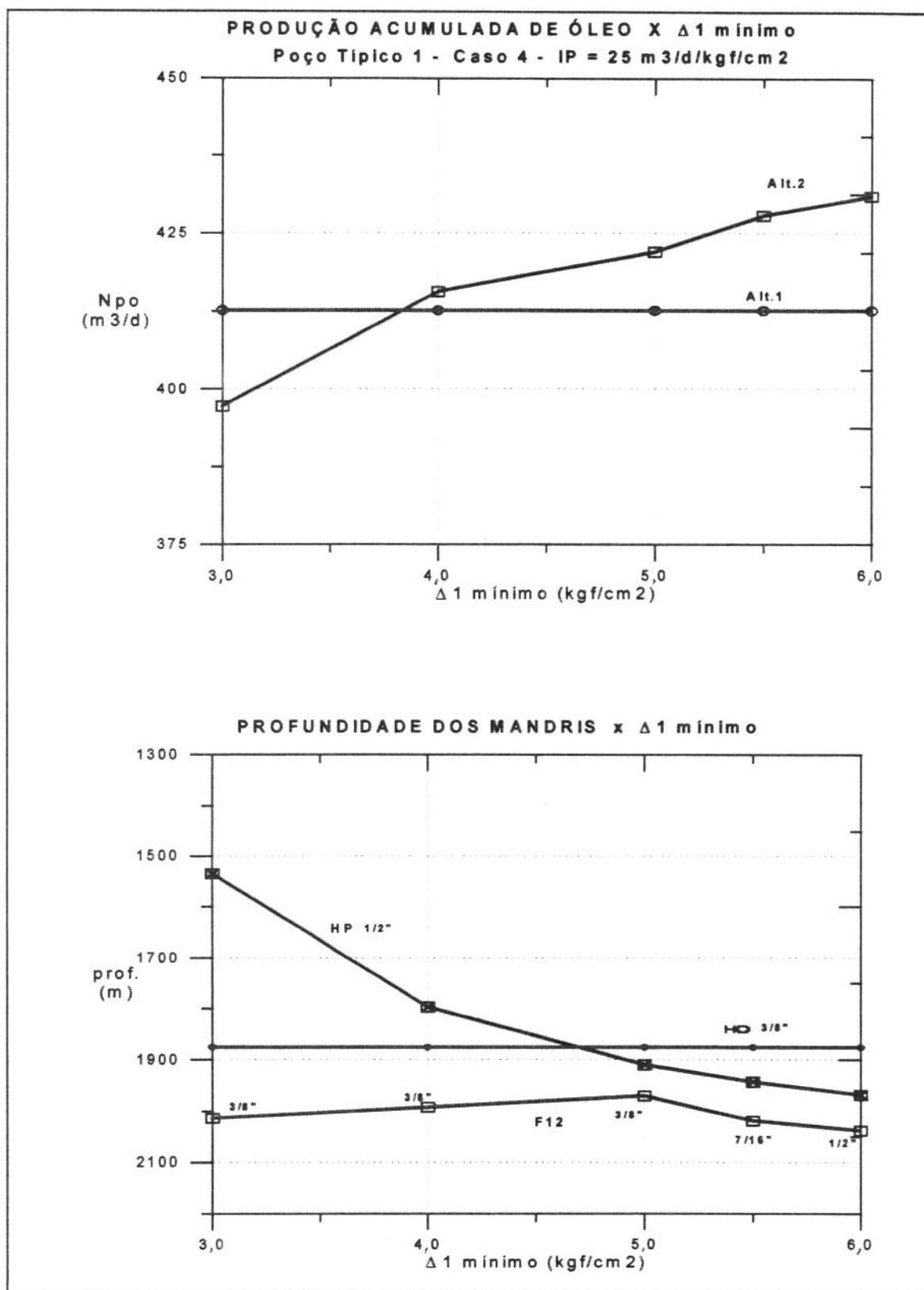


Figura 6.11 - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 4
 Produção acumulada e profundidades dos mandris.
 Válv. 1 1/2" - diâmetros máx. de sede: 1/2" (pressão) e 1/2" (orif.)

A maior N_{po} , obtida para a Alt.2, com o $\Delta 1$ igual a 6 kgf/cm^2 , correspondeu a $431 \text{ m}^3/\text{d}$, $19 \text{ m}^3/\text{d}$ maior que a da Alt.1 (Fig. 6.11 e Tab. C.6).

A análise da operação futura da válvula de $1 \frac{1}{2}'' \times 1/2''$ do mandril HP, com $\Delta 1$ igual a 6 kgf/cm^2 , como mostrado na Tab. C.6A, indica que a capacidade de vazão desta válvula será insuficiente para atender às condições de operação correspondentes aos LG's 5 e 6. Como, porém, as vazões disponíveis pelas válvulas ($q_{g\text{disp}}$) são próximas às vazões requeridas ($q_{g\text{req}}$), pequena redução na vazão de líquido poderia ser assumida ou ligeiros acréscimos na pressão de injeção tolerados (menores que o $\Delta 2$ utilizado), de forma a compatibilizar estes valores. Como a válvula do mandril HP neste caso operaria sempre estrangulada ($\Delta 1_v$ menor que o $\Delta 1_{\text{lim}}$), as condições de estabilidade da produção estariam garantidas.

Situações interessantes ocorreram no cálculo do mandril F12 (Tab. C.6). Com o $\Delta 1$ igual a $5,0 \text{ kgf/cm}^2$, e o mandril HP posicionado a 1910 m , condições instáveis de operação foram encontradas para o mandril F12, com válvulas de orifício de $1/2''$ e de $7/16''$. Restringindo o diâmetro da sede para $3/8''$, resulta em profundidade de 1970 m para o mandril F12. A restrição de espaçamento mínimo em relação ao mandril HP não é porém satisfeita. Aumentando o $\Delta 1$ para $5,5 \text{ kgf/cm}^2$, o mandril F12 é posicionado a 2019 m , com válvula de $7/16''$, ainda sem satisfazer a restrição de espaçamento mínimo. Já com o $\Delta 1$ igual a $6,0 \text{ kgf/cm}^2$, o mandril F12 é posicionado a 2038 m . Nesta situação, mesmo com válvula de orifício de $1/2''$, condições estáveis de operação são obtidas e a distância para o mandril HP (a 1968 m), é praticamente igual à obtida com a imposição de espaçamento mínimo.

Para diminuir os riscos de insucesso da instalação, a Alt.1 deveria ser adotada. Na Alt.2, como visto acima, condições instáveis de operação poderiam acontecer caso ocorressem pequenas variações nos parâmetros de projeto (q_{gi} , P_t , P_c).

Principais pontos do estudo de caso : poço típico 1 com IP de $25 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kgf/cm}^2$:

A Fig. 6.12 resume os resultados obtidos em cada caso, com as configurações que proporcionaram as maiores produções acumuladas.

As observações feitas no estudo de casos anterior, para o poço típico com maior IP, se repetiram. Ganhos de produção de mesma ordem de grandeza (mais de 90 m³/d ou cerca de 20%) poderiam ser obtidos, usando-se válvulas com maiores diâmetros de sede que os usualmente empregados. Alternativas com um ou dois mandris, também nestes casos, proporcionaram as maiores produções acumuladas. No poço com menor IP, a utilização de grandes diâmetros de sede, em diversas situações, resultou em condições instáveis de produção. Nestes casos, a utilização de diâmetros de sede menores que 1/2" ou 7/16", é obrigatória.

Nos casos 3 e 4 deste poço, os valores de $\Delta 1$ utilizados foram menores que o $\Delta 1_{lim}$ correspondente. Isto foi necessário para se conseguir manter o espaçamento mínimo desejado entre os mandris, e condições estáveis de operação. A análise da operação futura, quando a válvula opera estrangulada, mostrou situações onde a vazão de gás pela válvula seria menor que a vazão de gás requerida (associada às curvas de LGPI). Nestes casos, ou se deveria assumir vazões de líquido um pouco menores, ou aumentar a pressão de operação na superfície de um valor menor que o $\Delta 2$ assumido, para permitir que a vazão requerida seja alcançada.

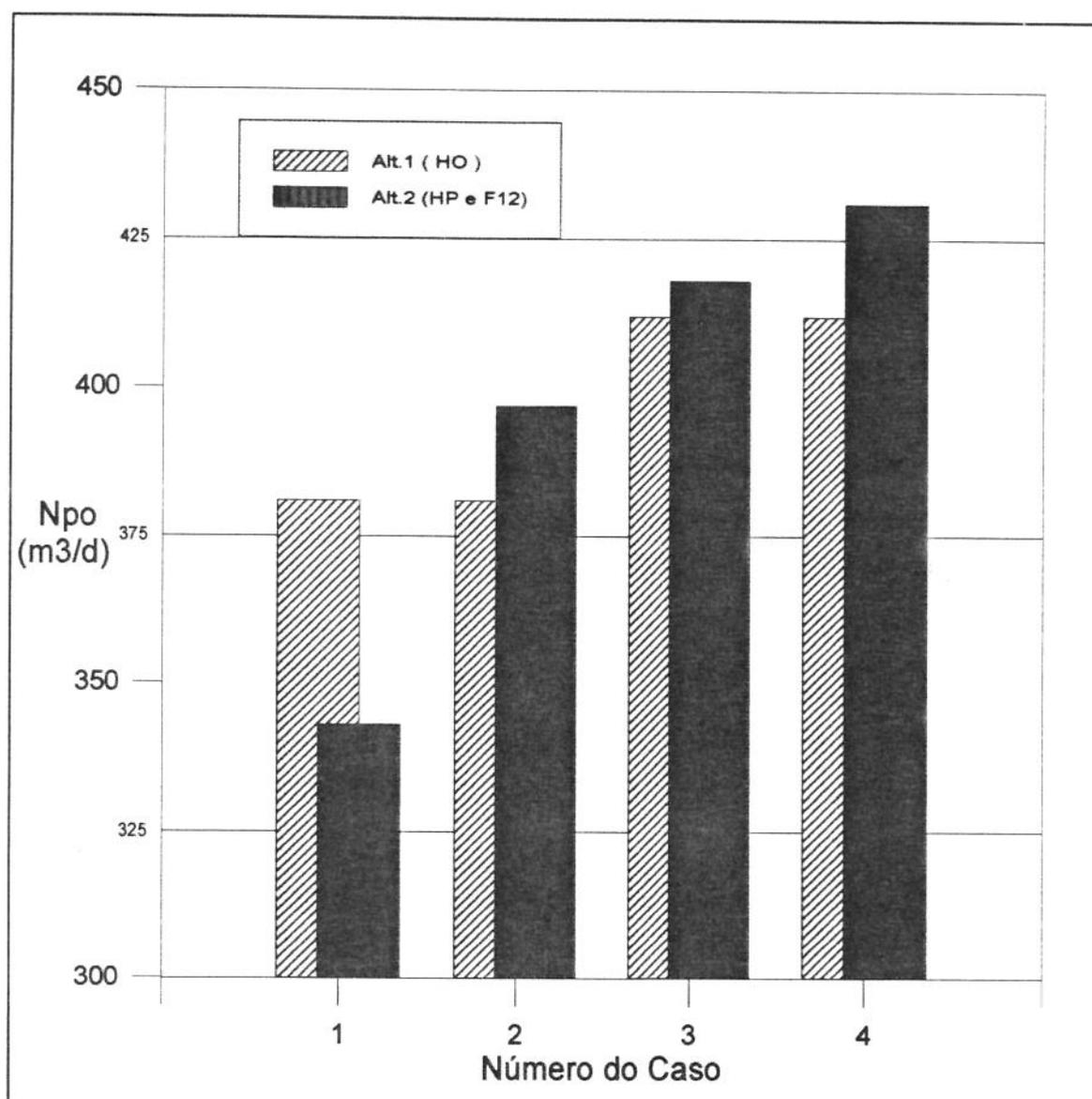


Figura 6.12 - Poço típico 1 - $IP = 25 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$ -Resumo dos casos

6.3.3 - Poço típico 2 : uso de válvulas de *gas lift* de 1 1/2" e de 1"

O objetivo deste exemplo é mostrar como o uso de válvulas com diâmetro externo de 1" e de 1 1/2" influencia as produções de óleo obtidas para uma coluna de GLC, a depender dos valores de Δl utilizados no projeto e do seu posicionamento dentro ou fora do *liner*.

Neste poço, as condições de reservatório permitem a injeção de gás a grandes profundidades. A profundidade máxima recomendada para utilização de válvulas de 1 1/2" de diâmetro externo é limitada pelo topo do *liner* de 7" , a 2266 m. A análise torna-se um pouco mais complexa porque as válvulas de pressão, como as usadas nos mandris HP e F13, tem desempenho dependente do diâmetro externo.

Nas válvulas de 1", foi usado diâmetro máximo de sede de 5/16". Em virtude de restrição existente na válvula de retenção, na maioria destas válvulas, não se justifica a utilização de sede de 3/8", a máxima possível em válvulas de 1". Apenas no Caso 6, a seguir, o diâmetro máximo de sede nas válvulas de pressão de 1" foi fixado em 1/4".

Nas válvulas de 1 1/2", o diâmetro máximo de sede das válvulas de pressão foi fixado em 1/4", 5/16", 3/8" e 1/2", a depender do caso estudado. Os valores de Δl mínimo utilizados em cada caso, de um modo geral, correspondem ao Δl_{lim} para a válvula do mandril HP. O diâmetro de sede de 5/16" foi também fixado para as válvulas de orifício de 1 1/2". Estes diâmetros de sede, de 1/4" e de 5/16", são os mais usados em poços deste tipo na Bacia de Campos.

A Fig. 6.13 resume os resultados obtidos para as alternativas que apresentaram maior produção acumulada. Cada abscissa desta figura corresponde a um dos casos estudados, ou seja, a uma determinada configuração de válvulas e valores para Δl como descrito a seguir. Pontos correlatos em cada caso foram interligados nesta figura, apenas para mostrar tendências de variação das profundidades dos mandris e produções acumuladas. Estas variações não são contínuas, devido às diferentes configurações de válvulas e valores para Δl utilizados em cada caso. Os diâmetros de sede, definidos pelo programa de computador após a análise de estabilidade efetuada,

são destacados na Fig. 6.13, após o nome do mandril (HO e F12) ou em cada profundidade, quando variou nos casos estudados (mandris HP, F13 e F23).

Profundidades menores que a do topo do liner (2266 m) correspondem às obtidas com válvulas de 1 1/2". Profundidades maiores que a do topo do liner correspondem às obtidas com válvulas de 1". A única exceção é para o Caso 6, onde todas as válvulas utilizadas são de 1", independentemente da profundidade de cada mandril.

Em alguns casos, a restrição de espaçamento mínimo entre mandris foi relaxada. Isto foi feito apenas para ilustrar a comparação entre maior número de colunas possíveis de serem calculadas pela metodologia atual. Nestes casos, indicados abaixo, injeção simultânea de gás em mais de um ponto na coluna poderia ocorrer, não tendo sido computadas possíveis variações na produção do poço e nos valores de RGLI causados por este fato.

Resultados obtidos para o estudo de casos do poço típico 2 (Fig. 6.13):

O mandril HO, com válvula de 1 1/2" x 5/16", foi posicionado a 2119 m. A N_{po} correspondente foi de 236 m³/d.

A profundidade do mandril HP variou entre 1801 e 2262 m, próxima ao topo do liner, dependendo do caso:

CASO 1:

Diâmetros máximos das válvulas: 1 1/2" x 1/4" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício).

Δl mínimo igual a 2,5 kgf/cm ; sem restrição de espaçamento mínimo entre mandris.

O mandril HP, com válvula de 1 1/2" x 1/4" e Δl igual a 2,5 kgf/cm², foi posicionado a 1801 m. A maior N_{po} (250 m³/d) obtida foi a correspondente à Alt. 3, para as cinco alternativas calculadas neste caso (Tab. C.7 no Anexo C).

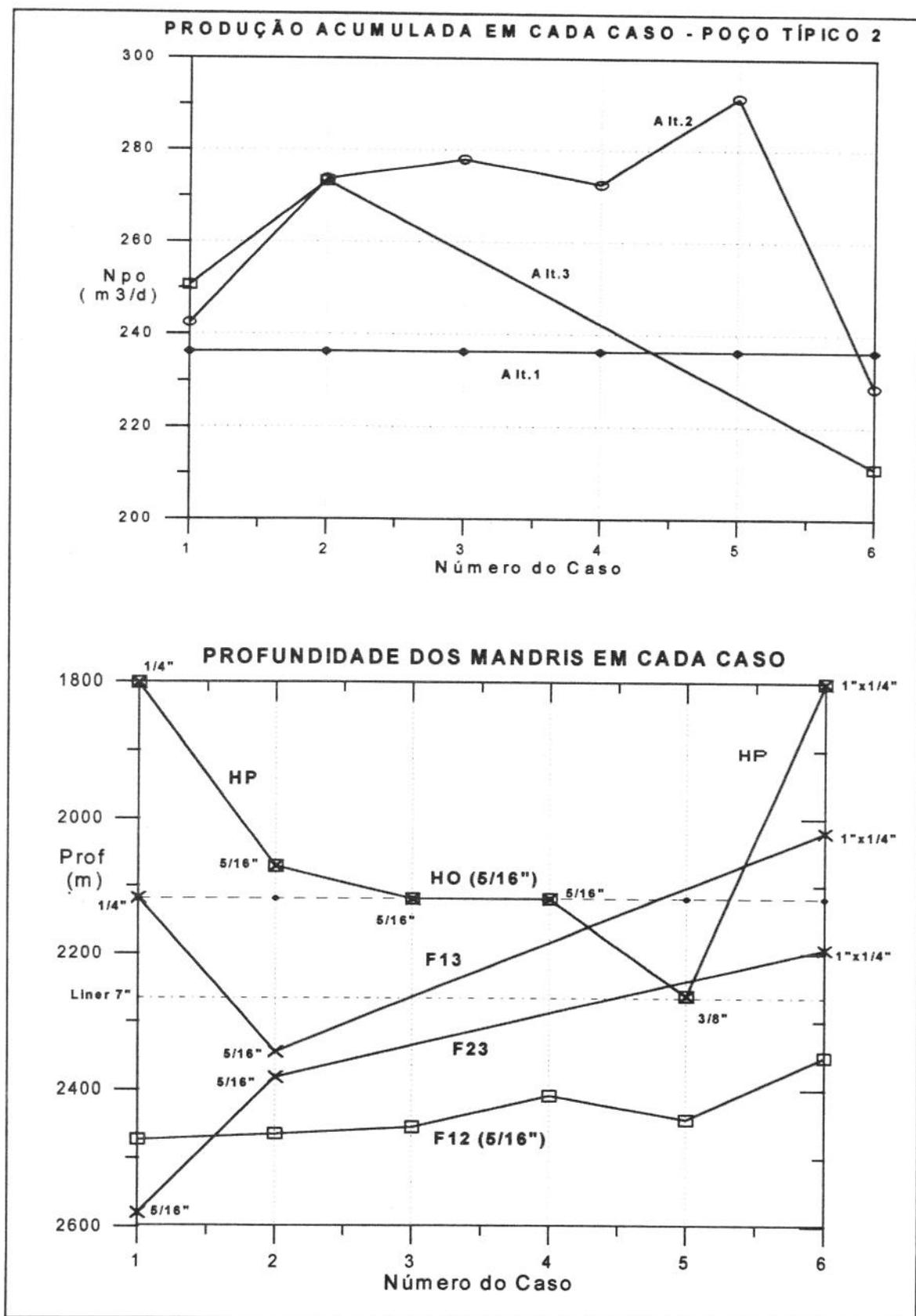


Figura 6.13 - Poço típico 2 - Produção acumulada e profundidades dos mandris

CASO 2:

Diâmetros máximos das válvulas: 1 1/2" x 5/16" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício)

$\Delta 1$ mínimo igual a 3,0 kgf/cm ; sem restrição de espaçamento mínimo entre mandris.

Aumentando o diâmetro de sede para 5/16" e o $\Delta 1$ para 3,0 kgf/cm², a profundidade do mandril HP aumentou para 2071 m e a N_{po} para 273 m³/d (N_{po} de mesma ordem de grandeza foi obtida tanto na Alt.2 como na Alt.3).

CASO 3:

Diâmetros máximos das válvulas: 1 1/2" x 5/16" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício)

$\Delta 1$ mínimo igual a 3,5 kgf/cm ; com restrição de espaçamento mínimo entre mandris.

Com o $\Delta 1$ de 3,5 kgf/cm², a profundidade do mandril HP aumentou para 2119 m e a N_{po} máxima de 278 m³/d foi obtida, para a Alt.2. A Alt.3 não foi calculada devido à restrição de espaçamento mínimo entre mandris F13 e HP.

CASO 4:

Diâmetros máximos das válvulas: 1 1/2" x 5/16" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício)

$\Delta 1$ mínimo igual a 6,0 kgf/cm ; com restrição de espaçamento mínimo entre mandris.

Com $\Delta 1$ igual a 6,0 kgf/cm², maior que o $\Delta 1_{lim}$, a profundidade do mandril HP se manteve nos 2119 m e a N_{po} correspondente à Alt.2 caiu para 272 m³/d, já que o mandril F12 teve sua profundidade reduzida. A Alt.3 também não foi calculada pela restrição de espaçamento mínimo.

CASO 5:

Diâmetros máximos das válvulas: 1 1/2" x 3/8" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício)

$\Delta 1$ mínimo igual a 4,1 kgf/cm ; com restrição de espaçamento mínimo entre mandris.

O mandril HP, com válvula de 1 1/2" x 3/8" e $\Delta 1$ de 4,1 kgf/cm² (próximo ao $\Delta 1_{lim}$ para esta válvula), ficou posicionado a 2262 m, muito próximo da profundidade máxima permitida (Tab. C.8). A N_{po} de 291 m³/d obtida com a Alt.2 foi a máxima calculada em todos os Casos 1 a 6. A análise da operação futura mostrou que a vazão de gás disponível pela válvula, nas condições dos LG's 5 e 6, seria um pouco inferior à requerida (Tab. C.8A). Isto levaria à redução de vazão de óleo nestes casos ou à necessidade de se aumentar um pouco a pressão de injeção de gás no revestimento nesta época, aproveitando o fato de existir o fator de segurança ($\Delta 2$) no projeto, de forma a atingir a vazão de gás requerida.

A utilização de válvula com sede de 1/2" e valor de $\Delta 1$ de 4,0 kgf/cm² (muito menor que o $\Delta 1_{lim}$ correspondente), resultou em profundidade similar para o mandril HP. Neste caso porém, a válvula, por estar muito estrangulada, não teria capacidade de vazão para atender a nenhuma das condições futuras de operação, sendo seu uso, portanto, descartado.

CASO 6:

Diâmetros máximos das válvulas: 1" x 1/4" (pressão) e 1" x 5/16" (orifício)

$\Delta 1$ mínimo igual a 9 kgf/cm ; sem restrição de espaçamento mínimo entre mandris.

Esta coluna, com todas as válvulas de 1", foi simulada apenas para ilustrar porque sua utilização deve ser evitada quando a geometria tubo-revestimento permite o uso de válvulas de 1 1/2". Com $\Delta 1$ de 9 kgf/cm², próximo ao $\Delta 1_{lim}$ para a válvula de 1" x 1/4", a profundidade máxima para o mandril HP foi atingida (1801 m). A N_{po} obtida neste caso para a Alt.2 foi de 228 m³/d. Esta N_{po} é menor que a obtida com a Alt.1 (236 m³/d).

As profundidades obtidas para os mandris F12, F13 e F23 correspondentes, foram as menores, em relação a todas as demais configurações estudadas. Isto ocorre porque o elevado valor utilizado para o $\Delta 1$ reduz a pressão disponível para cálculo dos mandris inferiores (p_{opsup} na Tab. C.9). As menores produções acumuladas, em relação a todos os demais casos estudados, conseqüentemente são também obtidas. Se menores valores de $\Delta 1$ fossem utilizados, como já visto, as profundidades dos mandris seriam ainda menores (a válvula do mandril HP ficaria estrangulada) e conseqüentemente, também as produções acumuladas.

Condições instáveis de operação foram encontradas para válvulas de orifício com sede de 5/16". Em geral, estas instabilidades são causadas pelas baixas vazões de gás requeridas na profundidade de mandris que irão operar em condições futuras. Um exemplo, para o mandril F23 a 2193 m no Caso 6, na condição de reservatório correspondente ao LG9, é mostrado na Tab. C.9A do Anexo C. Reduzindo-se o diâmetro da sede de 5/16" para 1/4", foi obtida solução estável, mesmo resultando em menor profundidade para o mandril e conseqüentemente em menor ainda vazão de gás requerida. Este exemplo serve para ressaltar a importância da verificação das condições de estabilidade, na fase de projeto das instalações, mesmo quando pequenos diâmetros de sede são usados.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com base na revisão da literatura internacional efetuada neste trabalho, aparentemente nenhum método para o dimensionamento de GLC em poços marítimos, que permita a injeção de gás em condições variáveis de reservatório com número reduzido de mandris e válvulas de *gas lift*, foi até hoje proposto fora do Brasil.

O método RPSE, utilizado no Brasil, necessita de aprimoramentos. Embora permita redução considerável no número de mandris e válvulas em relação aos métodos tradicionais, possui diversos procedimentos de cálculo que carecem de padronização e requerem definição de critérios mais consistentes. A falta destes critérios pode levar diferentes projetistas a optarem por diferentes colunas de GLC, em um mesmo poço, e a coluna escolhida nem sempre proporcionar condições otimizadas de produção (Cap. 4).

Neste trabalho, foram propostos critérios para a seleção de parâmetros críticos de projeto, como o diâmetro de sede e o diferencial de pressão requerido para abertura das válvulas de pressão (ΔP), e uma metodologia para otimização do dimensionamento de colunas de GLC para poços marítimos (Cap. 5).

Um programa de computador (**GLCMar**) foi desenvolvido para a implementação desta metodologia. Associado ao **LGPI**, simulador desenvolvido no Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES), o **GLCMar** foi aplicado a casos típicos da Bacia de Campos (Cap. 6).

Os resultados numéricos deste estudo, apesar de qualitativos, pela aplicação a um número restrito de poços típicos e por envolverem modelos simplificados de cálculo, em particular para o desempenho das válvulas e para a análise de estabilidade da produção nos poços com GLC, sugerem aspectos importantes a serem considerados no dimensionamento destes poços. A análise destes aspectos leva às seguintes conclusões e recomendações:

CONCLUSÕES

1. Em poços conhecidos, de média e grande produtividade, a utilização de colunas de GLC com número reduzido de mandris de operação e válvulas de 1 1/2" com elevados diâmetros de sede pode levar a produções médias de óleo bastante superiores às obtidas com colunas com maior número de mandris e válvulas com pequeno diâmetro de sede, mesmo com as pressões normais de compressão utilizadas. Neste tipo de poços, condições estáveis de produção podem ser obtidas mesmo quando grandes diâmetros de sede são usados em válvulas de orifício e pressão.
2. No poço típico 1 analisado, satélite, com IP's de 25 e 90 m³/d/kgf/cm² e com pressão de compressão da ordem de 100 kgf/cm², condições estáveis de operação foram obtidas ao longo de toda a vida útil das instalações. Colunas com apenas um ou dois mandris de operação e válvulas de 1 1/2" com diâmetros de sede de 3/8" e 1/2" poderiam proporcionar ganhos médios de até 80 m³/d de óleo (cerca de 20%) em relação às colunas tradicionais, com três ou mais mandris de operação e válvulas de 1/4" e 5/16". Isto significaria perto de 13 milhões de dólares de receita adicional neste poço, em 5 anos de operação, sem custos adicionais e com menor risco de intervenções para sanar problemas operacionais.
3. Em poços onde é obrigatória a utilização de válvulas de 1" dentro do *liner* de 7", os ganhos de produção utilizando a metodologia proposta devem ser menores. Isto é devido à menor capacidade de vazão das válvulas de 1", com restrições ao uso de grandes diâmetros de sede e com maiores diferenciais de pressão requeridos para sua abertura plena.
4. Em poços deste tipo, deve-se usar uma válvula de 1 1/2", posicionada logo acima do topo do *liner*, com diâmetro de sede compatível com o Δl requerido para o posicionamento do mandril nesta profundidade. Isto, em geral, permite a passagem da vazão de gás requerida também nas condições futuras de operação, e pelos menores valores de Δl_{lim} das válvulas de 1 1/2", maiores profundidades para as válvulas de 1"

dentro do *liner*, ou seja, maiores produções do poço. No poço típico 2 analisado, haveria ganho de mais de 40 m³/d (cerca de 4 milhões de dólares, em 3 anos de operação) se este procedimento fosse usado, em relação a diversas outras colunas projetadas sem esta preocupação (Cap. 6).

5. Análise de estabilidade da produção é fundamental em qualquer projeto de GLC para poços marítimos. Nas simulações efetuadas, situações potencialmente instáveis ocorreram, mesmo quando pequenos diâmetros de sede (1/4" e 5/6") foram utilizados. Estas situações devem ser verificadas na fase de dimensionamento das instalações e corrigidas usando-se os procedimentos sugeridos na literatura (Cap. 3).
6. Foram obtidas equações simples para previsão do grau de abertura das válvulas de pressão, usando o modelo de **Winkler & Eads** (1993). A partir destas equações, foram definidos mapas de regimes de fluxo em válvulas de *gas lift*, em função das pressões atuantes no tubo e no revestimento. Estes mapas permitem uma melhor compreensão do comportamento da válvula face a variações nestas pressões.
7. Foram derivados critérios para a calibração das válvulas, a partir de um diferencial de pressão de projeto ($\Delta 1_{lim}$), de forma a permitir sua operação inicial com abertura plena e máxima vazão de gás, e seu fechamento gradual à medida que os requerimentos de gás diminuem, em condições futuras de operação. A análise da capacidade de vazão da válvula, em condições futuras de operação, é também fundamental para um bom desempenho da instalação.

RECOMENDAÇÕES

1. A busca por modelos aprimorados de desempenho das válvulas de *gas lift* deve continuar, em especial focando a região de estrangulamento. O comportamento das válvulas é um ponto fundamental no dimensionamento. Avaliação feita por **Rodriguez** (1992), com os modelos dos *TUALP*, apresentou erros de até 80% entre as vazões de gás calculadas e medidas na região de estrangulamento. No Brasil o maior interesse seria pelas válvulas do tipo R-20 e BK, da CAMCO, ou similares.

2. Procedimentos acurados de envelhecimento, calibração e manuseio das válvulas de pressão devem ser melhor analisados e utilizados, principalmente no caso de poços marítimos, onde altas pressões de calibração são requeridas.
3. Neste trabalho foi assumido para os poços típicos um perfil térmico conhecido. A temperatura de fluxo influi nos gradientes de pressão no poço e no comportamento das válvulas e deve portanto ter sua influência melhor investigada.
4. É necessário aperfeiçoar a metodologia de dimensionamento dos mandris de descarga adequando-a à utilização dos procedimentos utilizados em poços marítimos para a descarga dos poços (flexi-tubo, gargarejo, etc.). O espaçamento máximo entre mandris deve também ser melhor estudado, para garantir a transferência do ponto de injeção para o mandril inferior na época desejada. Os fenômenos acima são tipicamente transientes, e podem requerer métodos mais complexos de cálculo.
5. A estabilidade das condições de produção com GLC deve ser verificada utilizando simuladores transientes, mais precisos que os critérios analíticos existentes e, principalmente, através de testes de campo. Isto é importante, porque os resultados deste trabalho mostram que ganhos consideráveis de produção podem ser obtidos utilizando válvulas de grande diâmetro de sede.
6. A simulação da metodologia proposta a maior número de casos, testes de campo em poços, e intercâmbio entre os técnicos envolvidos com o dimensionamento de GLC são altamente recomendados, para permitir o aperfeiçoamento contínuo desta metodologia. A elaboração de simuladores mais versáteis, que rodem em ambiente amigável (*Windows™* ou similar) em microcomputadores ou estações de trabalho, é também recomendada. Isto, além de otimizar o tempo gasto em simulações, permitiria uma disseminação mais eficaz dos conceitos envolvidos no dimensionamento de GLC, que tem, por natureza, representação essencialmente gráfica.

NOMENCLATURA

SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	DIMENSÃO
a	variável auxiliar nos critérios de Alhanati <i>et al</i>	-
A _b	área da seção transversal do fole da válvula de pressão	L ²
A _{ef}	área efetiva aberta ao fluxo em válvula de <i>gas lift</i>	L ²
A _p	área da sede da válvula de <i>gas lift</i>	L ²
A _t	área da seção transversal do tubo	L ²
b	variável auxiliar nos critérios de Alhanati <i>et al</i>	-
B _f	fator volume-formação dos fluidos do reservatório	-
B _{lr}	característica da válvula de <i>gas lift</i> (<i>bellows load rate</i>)	m/L ² t ²
B _{sr}	característica da válvula de <i>gas lift</i> (<i>bellows spring rate</i>)	m/t ²
BSW	porcentagem de água no líquido produzida	-
c ₁	variável auxiliar no modelo de Winkler & Eads	L
C ₁	coeficiente auxiliar na equação de Thornhill-Craver	-
c ₂	variável auxiliar no modelo de Winkler & Eads	L
C _d	coeficiente de descarga da válvula de <i>gas lift</i>	-
D _p	diâmetro da sede da válvula de <i>gas lift</i>	L
F1	fator para análise de estabilidade da produção (Alhanati)	-
F1A	critério de estabilidade da produção (Asheim)	-
F2	critério de estabilidade da produção (Asheim)	-
F3	fator para análise de estabilidade da produção (Alhanati)	-
F _e	fator experimental do modelo de Acuña	-
F _{vc}	coeficiente para cálculo de p _{csc}	-
g	aceleração da gravidade	L/t ²
IP	índice de produtividade	L ⁴ t/m
J	índice de produtividade	L ⁴ t/m
k	razão dos calores específicos do gás a pressão e volume constantes	-
K _{ch} ^c	coef. de fluxo do <i>choke</i> devido a variação em p _c	-
K _v ^c	coef. de fluxo da válvula devido a variação em p _c	-
K _v ^t	coef. de fluxo da válvula devido a variação em p _t	-
M	peso molecular do gás de injeção	-
m _{ch}	vazão mássica do gás pelo <i>choke</i>	m/t
m _o	vazão mássica do gás de injeção no regime permanente	m/t
m _v	vazão mássica do gás pela válvula	m/t
n	variável auxiliar no modelo de Winkler & Eads	L
N _{po}	produção acumulada média de óleo	L ³ /t
p	pressão	m/L t ²
p _b	pressão no fole à uma determinada temperatura	m/L t ²
p _{bt}	pressão no fole na profundidade da válvula	m/L t ²
p _c	pressão no revestimento	m/L t ²
p _{c1(t)}	variação da pressão no revestimento	m/L t ²
p _{cal}	pressão de calibração na bancada de teste	m/L t ²

SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	DIMENSÃO
P_{cal80}	pressão de calibração na temperatura de 80 ° F	$m/L t^2$
P_{calt}	pressão de calibração na profundidade de operação	$m/L t^2$
P_{cec}	pressão notável no mapa de regimes de fluxo em válvulas	$m/L t^2$
P_{cest}	pressão notável no mapa de regimes de fluxo em válvulas	$m/L t^2$
P_{co}	pressão no revestimento no regime permanente	$m/L t^2$
P_{csc}	pressão notável no mapa de regimes de fluxo em válvulas	$m/L t^2$
P_{els}	pressão estática limite de surgência	$m/L t^2$
P_{est}	pressão estática do reservatório	$m/L t^2$
P_{ij}	ponto da curva de LGPI número j, associada ao i-ésimo mandril	-
P_{ko}	pressão disponível de compressão de gás na superfície	$m/L t^2$
P_{lim}	pressão acima da qual a válvula funciona como orifício	$m/L t^2$
P_{popsup}	pressão de operação da válvula (condições de superfície)	$m/L t^2$
P_{prev}	pressão de injeção de gás na superfície	$m/L t^2$
P_t	pressão no tubo ou a jusante da válvula	$m/L t^2$
$P_{t1(s)}$	transformada de Laplace da variação da pressão no tubo	$m/L t^2$
$P_{t1(t)}$	variação da pressão no tubo	$m/L t^2$
P_{tc}	pressão no tubo abaixo da qual ocorre fluxo crítico	$m/L t^2$
P_{tmin}	pressão mínima no tubo para abertura da válvula	$m/L t^2$
P_{to}	pressão no tubo no regime permanente	$m/L t^2$
P_{tqmax}	pressão no tubo correspondente à vazão máxima	$m/L t^2$
P_v	pressão de abertura ou fechamento da válvula	$m/L t^2$
P_{vc}	pressão de fechamento da válvula na prof. de operação	$m/L t^2$
P_{vo}	pressão de abertura da válvula na prof. de operação	$m/L t^2$
P_{wf}	pressão de fluxo no fundo do poço	$m/L t^2$
P_{wh}	pressão de fluxo na cabeça do poço	$m/L t^2$
q	vazão	L^3/t
q_f	vazão de líquido	L^3/t
$Q_{f1(s)}$	transformada de Laplace da variação da vazão de líquido	L^3/t
$q_{f1(t)}$	variação da vazão de líquido	L^3/t
$Q_{f2(s)}$	transformada de Laplace da perturbação da vazão de líquido	L^3/t
$q_{f2(t)}$	perturbação na vazão de líquido	L^3/t
q_{fo}	vazão de líquido do reservatório no regime permanente	L^3/t
$Q_{g1(s)}$	transformada de Laplace da variação da vazão de gás	L^3/t
$q_{g1(t)}$	variação da vazão de gás de injeção	L^3/t
$Q_{g2(s)}$	transformada de Laplace da perturbação da vazão de gás	L^3/t
$q_{g2(t)}$	perturbação na vazão de gás de injeção	L^3/t
q_{gi}	vazão de injeção de gás	L^3/t
q_{gidisp}	vazão de injeção de gás disponível pela válvula	L^3/t
q_{gimax}	vazão máxima de injeção de gás pela válvula	L^3/t
q_{gireq}	vazão de injeção de gás requerida na curva de LGPI	L^3/t
q_{go}	vazão de gás de injeção no regime permanente	L^3/t
q_o	vazão de óleo produzida	L^3/t
R	constante universal dos gases	mL^2/t^2T
r_b	raio da esfera na ponta da haste da válvula de <i>gas lift</i>	L
r_{ch}	razão entre a pressões a montante e jusante do <i>choke</i>	-

SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	DIMENSÃO
r_{cp}	razão crítica entre as pressões no tubo e revestimento	-
RGLF	razão gás-líquido da formação	-
RGLI	razão gás-líquido de injeção de gás	-
RGLT	razão gás-líquido total de fluxo	-
RGO	razão gás-óleo da formação	-
r_p	raio da sede da válvula de <i>gas lift</i>	L
r_{tf}	raio da seção superior de tronco de cone	L
r_v	razão entre as pressões no tubo e revestimento na válvula	-
R_v	característica da válvula de <i>gas lift</i>	-
s	variável de Laplace	-
t	tempo	t
T	temperatura	T
T_{cal}	temperatura de calibração da válvula	T
V_c	volume do anular revestimento-tubo	L ³
x	deslocamento da haste em relação à sede na válvula	L
x_{lim}	deslocamento da haste correspondente a A_{ef} igual a A_p	L
Y	fator de expansão do gás	-
z	fator de compressibilidade do gás	-
α	menor ângulo do tubo com a horizontal	-
$\delta\rho_m$	variação da massa específica da mistura fluida	m/L ³
$\Delta 1$	diferencial de pressão na superfície para abertura da válvula	m/L t ²
$\Delta 1_{lim}$	diferencial de pressão para abertura total da válvula à profundidade	m/L t ²
$\Delta 1_v$	diferencial de pressão para abertura da válvula à profundidade	m/L t ²
$\Delta 2$	diferencial de pressão (fator de segurança) na superfície	m/L t ²
$\Delta 2_v$	diferencial de pressão (fator de segurança) à profundidade	m/L t ²
Δp_{rt}	diferencial de pressão revestimento-tubo	m/L t ²
Δp_{rtmin}	diferencial de pressão revestimento-tubo mínimo	m/L t ²
Δz_{min}	espaçamento mínimo entre mandris	L
μ_{ch}	razão do produto z.T a montante e jusante do <i>choke</i>	-
ρ_f	massa específica do líquido	m/L ³
ρ_g	massa específica do gás	m/L ³
ρ_m	massa específica da mistura fluida	m/L ³
μ_v	razão do produto z.T a montante e jusante da válvula	-
°API	densidade do óleo em grau API	-

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACUÑA, H. G., SCHMIDT, Z., DOTY, D.R. *Modeling of Gas Rates Through 1-in., Nitrogen-Charged Gas Lift Valves*. SPE 24839, 1992.
- ALHANATI, F.J.S. *Funcionamento de válvulas de fole carregado*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT, 1986. (Comunicação Técnica SEPROV-008/86).
- ALHANATI, F.J.S., SCHMIDT, Z., DOTY, D.R., LAGERLEF, D.L. *Continuous Gas Lift Instability: Diagnosis, Criteria, and Solutions*. SPE 26554, 1993.
- ALMEIDA, A.R. *Erro Tolerável na Vazão de Gás e na Pressão de Calibração em Válvulas de Elevação Pneumática*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT, 1989. (Comunicação Técnica SEPROV-017/89).
- ALMEIDA, A.R. *Modificações efetuadas no Método RPSE de forma a permitir a construção de algoritmo computacional*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT, 1989. (Comunicação Técnica SEPROV-021/89).
- ALMEIDA, A.R. *Vazão de Gás através de Válvulas de Elevação Pneumática; Parte 1*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT, 1991. (Comunicação Técnica SEPROV-001/91).
- ALMEIDA, A.R. *Vazão de Gás através de Válvulas de Elevação Pneumática; Parte 2*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT, 1991. (Comunicação Técnica SEPROV-003/91).
- ALMEIDA, A.R. *Aperfeiçoamento do Gas Lift Contínuo para aplicações offshore e em águas profundas*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT, 1992. (Relatório CENPES-1200).
- ALMEIDA, A.R. *Vazão de Gás através de Válvulas de Elevação Pneumática; Parte 3*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPILOT, 1995. (Comunicação Técnica SEPROV-007/95).
- ALMEIDA, A.R., LOPES, D. *Dimensionamento e Análise de Gas Lift Contínuo*. In: Seminário de Produção de Óleo, V. Cabo Frio: PETROBRAS/SEREC/CEN-NOR, 1991, p.367-373.
- API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Gas Lift*. Dallas: API-Production Department, 1984. 138p. (Book 6 of the Vocational Training Series).
- API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended Practice for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations using Pressure Operated Valves*. Dallas: API Production Department, 1992. (API RP 11 V6).

- API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended Practice for Repair, Testing, and Setting Gas Lift Valves*. Dallas: API Production Department, 1990. (API RP 11 V7).
- ASHEIM, H. *Criteria for Gas Lift Stability*. *JPT*, Nov, 1988, p.1452-1456. (SPE 16468).
- BIANCO, L.C.B. *Estudo de otimização das operações com Tubo Flexível e Nitrogênio*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 1990. (Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo).
- BIANCO, L.C.B. et al. *Desenvolvimento de Operações de Indução de Surgência com Flexitubo*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIPLLOT, 1994. (Relatório Final Reservado CENPES-650).
- BIGLARBIGI, K. *Gas Passage Performance of Gas Lift Valves*. Tulsa: University of Tulsa, 1985. (MSc. Thesis in Petroleum Engineering).
- BLANN, J.R., WILLIAMS, J.D. *Determining the most profitable gas injection pressure for a gas lift instalation*. *JPT*, Aug, 1984, p.1305-1311. (SPE 12202).
- BRILL, J.P., BEGGS, H.D. *Two Phase Flow in Pipes*. Tulsa: University of Tulsa, 1984.
- BROWN, K.E. *Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: design and analysis. Gas Lift*. Tulsa: PenWell Publishing Company, 1980, 720p. (The Technology of Artificial Lift , v. 2a).
- BROWN, K.E. *Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal™ Systems Analysis*. Tulsa: PenWell Publishing Company, 1984, 447p. (The Technology of Artificial Lift , v. 4).
- CANDIDO, S.F. *Sistemas de Produção de Petróleo no mar em áreas de grandes lâminas d'Água: Dimensionamento das linhas e do método de elevação artificial*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas-UNICAMP, 1989. (Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo).
- CAPUCCI, E.C., SERRA, K.V. *Transient Aspects of Unloading Oil Wells Through Gas Lift Valves*. SPE 22791, 1991.
- CHOI, K. I. *Método de Simulação de Escoamento Bifásico em Regime Transiente Lento para Poços de Petróleo*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 1995. (Dissertação de Mestrado em andamento).
- CLINE, W.B., GARFORD, D.W. *High Capacity Artificial Lift Alternatives in the Offshore Environment*. Proceedings of Eighth Annual Convention of Indonesian Petroleum Association, 1979, p.341-349 (Tulsa 377,078).

- ESCALANTE NUÑEZ, S.I. *Flow Performance Modeling of Pressure Operated Gas Lift Valves*. Tulsa: University of Tulsa, 1994. (MSc. Thesis in Petroleum Engineering).
- GRUPPING, A.W. *The drawbacks of gas lift can be overcome*. Oil & Gas Journal, Dec, 28, 1987, p.113-115.
- GRUPPING, A.W., LUCA, C.W.F., VERMEULEN, F.D. *Continuous Flow Gas Lift - 1: Heading action analyzed for stabilization*. Oil & Gas Journal, July, 23, 1984, p.47-51.
- GRUPPING, A.W., LUCA, C.W.F., VERMEULEN, F.D. *Continuous Flow Gas Lift - 2: These methods can eliminate or control annulus heading*. Oil & Gas Journal, July, 30, 1984, p.186-192.
- HALL, J.W., DECKER, K.L. *Gas Lift Unloading and Operating Simulation as Applied to Mandrel Spacing and Valve Design*. SPE 29450, 1995.
- HANSEN, R.L., RICKEY, W.P. *Evolution of Subsea Production Systems: A Worldwide Overview*. JPT, Aug, 1995, p.675-680.
- HASAN, A.R., KABIR, C.S. *Predicting Fluid Temperature Profiles in Gas-Lift Wells*. SPE 26098, 1993.
- HEPGULER, G., SCHMIDT, Z.X., BLAIS, R.N., DOTY, D.R. *Dynamic Model of Gas Lift Valve Performance*. JPT, June, 1993, p.576-583. (SPE 21637).
- KANU, E.P. , MACH, J.M., BROWN, K.E. *How to space gas lift mandrels in new wells*. Petroleum Engineer International, Nov, 1981, p.140-154.
- LAGERLEF, D.L. *Quality Assurance: Bellows-Operated Gas Lift Valves*. SPE 26100, 1993.
- LIAO, T. *Continuous Gas Lift Installation Design Simulation*. Tulsa: University of Tulsa, 1988. (MSc. Thesis in Petroleum Engineering).
- MACH, J.M., PROAÑO, E., BROWN, K.E. *A New and Logical Sequence to Optimize Continuous Flow Gas Lift Design*. SPE 8026, 1979. (unsolicited paper).
- MACH, J.M., PROAÑO, E., MUKHERJEE, H., BROWN, K.E. *A New Concept in Continuous Flow Gas Lift Design*. SPE Journal, Dec, 1983, p.885-891.
- MATOS, J.S. *Gas Lift - Dimensionamento e Operação*. Salvador: PETROBRAS/SEREC/CEN-NOR, 1990. (CAPRO/90).
- MENDONÇA, J.E., HODGE, R.C., IZETTI, R. et al. *First Instalation of an Electrical Submersible Pump in a Subsea Well*. OTC 7907, 1995.

- MOTTA FILHO, B.R. *Programa de Gas Lift Contínuo; Manual de Utilização*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/DEPRO/DIOL, 1985.
- NEELY, A.B., MONTGOMERY, J.W., VOGEL, J.V. *A field test and analytical study of intermittent gas lift*. SPE Journal, Oct, 1974, p.502-512.
- NIEBERDING, M.A., SCHMIDT, Z.X., BLAIS, R.N., DOTY, D.R. *Normalization of Nitrogen-Loaded Gas Lift Valve Performance Data*. SPE 20673, 1990.
- NIEBERDING, M.A., SCHMIDT, Z.X., BLAIS, R.N., DOTY, D.R. *Normalization of Nitrogen-Loaded Gas Lift Valve Performance Data*. SPE Production & Facilities, Aug, 1993.
- OLIVEIRA, G.P. *Estabilidade operacional de poços com Gas Lift Contínuo*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 1995. (Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo).
- PEIXOTO, G.A., PRINCE, J.A.P., CAPUCCI, E.C. *Projeto de Gas Lift Contínuo - o método RPSE*. In: Seminário de Produção de Óleo, IV. Aracaju: PETROBRAS/SEREC/CEN-NOR, 1988.(CAPRO/88).
- QUIROGA, M., CAPUCCI, E.C., OLIVEIRA, G.P. *Indução de surgência de poços - "Operação Gargarejo"*. Macaé: PETROBRAS/RPSE, 1992. (Relatório interno).
- RATH, S. *Sensitivity Analysis in Continuous Gas Lift Design*. Tulsa: University of Tulsa, 1993. (MSc. Thesis in Petroleum Engineering).
- RODRIGUEZ, M.A.R. *Normalization of Nitrogen-Charged Gas Lift Valves Performance*. Tulsa: University of Tulsa, 1992. (MSc. Thesis in Petroleum Engineering).
- SANTOS, O.G., VILLAR, L.C.T. *Otimização do Gas Lift na RPBA*. In: Seminário de Tecnologia de Produção, I. Salvador: PETROBRAS/SEREC/CEN-NOR, 1993, p.359-365.
- SCHMIDT, Z.X., DOTY, D.R., AGENA, B., LIAO, T., BROWN, K.E. *New Developments to Improve Continuous Flow Gas Lift utilizing Personal Computers*. SPE 20677, 1990.
- SIMMONS, E.W. *Optimizing Continuous Flow Gas Lift Systems; Part I*. Petroleum Engineer, Aug, 1972.
- SIMMONS, E.W. *Optimizing Continuous Flow Gas Lift Systems; Part II*. Petroleum Engineer, Sept, 1972.
- VOGEL, J.V. *Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells*. JPT, Jan, 1968, p.83-93.

- WINKLER, H.W. *Gas Lift*. In: Petroleum Engineering Handbook. Dallas: SPE, 1987. (chapter 5).
- WINKLER, H.W. *Critical Evaluation of Continuous Flow Gas Lift Installation Design*. Proceedings, Petroleum Technology into the Second Century, New Mexico Tech, New Mexico, Oct, 1989, p.89-109. (paper NMT 890014).
- WINKLER, H.W. *Misunderstood or overlooked gas lift design and equipment considerations*. SPE 27991, 1994.
- WINKLER, H.W. *Continuous Flow Gas Lift Installation Design utilizing Production-Pressure Operated Valve Performance*. SPE 29451, 1995.
- WINKLER, H.W., CAMP, G.F. *Dynamic Performance Testing of Single-Element Unbalanced Gas Lift Valves*. SPE 14348, 1985.
- WINKLER, H.W., EADS, P.T. *Applying the Basic Performance Concepts of Single-Element Unbalanced Gas Lift Valves for Installation Design*. SPE 21636, 1991.
- WINKLER, H.W., EADS, P.T. *Applying the Basic Performance Concepts of Single-Element Unbalanced Gas Lift Valves for Installation Design*. SPE Production & Facilities, Aug 1993.

ANEXO A - Critérios para análise de estabilidade em poços com GLC - (Alhanati et al, 1993)

a) modelo simplificado para o comportamento do reservatório

Desprezando-se efeitos transientes, as variações na pressão do tubo, $p_{r1}(t)$, estão relacionadas às variações da vazão de líquido no reservatório, $q_{r1}(t)$, pela equação:

$$p_{r1}(t) = -\frac{q_{r1}(t)}{B_f \cdot J}, \quad (\text{A.1})$$

onde J , o índice de produtividade, deve ser o valor absoluto da tangente à curva de IPR no ponto desejado e B_f é a razão entre o volume ocupado pelos fluidos produzidos nas condições de pressão e temperatura no ponto de injeção e o volume de líquido produzido nas condições padrão na superfície.

b) modelo simplificado para o sistema de injeção de gás

b.1) *choke* na superfície com pressão a montante constante :

$$\frac{m_{ch1}(t)}{m_o} = K_{ch}^c \cdot \frac{p_{c1}(t)}{p_{co}}, \quad (\text{A.2})$$

onde $m_{ch1}(t)$ e $p_{c1}(t)$ representam as variações na vazão mássica de gás e na pressão do revestimento (a jusante do *choke*), e m_o e p_{co} , a vazão mássica e a pressão no revestimento no regime permanente, sendo K_{ch}^c , o coeficiente relacionando estas variações de vazão através do *choke*, devido à pressão do revestimento, sempre negativo ou nulo, pois a vazão ou diminui (fluxo subcrítico) ou se mantém constante (fluxo crítico) pelo *choke*, com um aumento na pressão do revestimento.

b.2) válvula de *gas lift* :

$$\frac{m_{vl}(t)}{m_o} = K_v^c \cdot \frac{p_{cl}(t)}{p_{co}} + K_v^t \cdot \frac{p_{rl}(t)}{p_{to}}, \quad (A.3)$$

onde $m_{vl}(t)$ representa a variação na vazão mássica de gás pela válvula de *gas lift* causada pelas variações nas pressões de revestimento, $p_{cl}(t)$, e no tubo, $p_{rl}(t)$, na profundidade de injeção, sendo desprezadas variações na pressão do revestimento com a profundidade e os efeitos de fricção e aceleração no tubo, para simplificar a formulação. Os coeficientes K_v^c e K_v^t , relacionam as variações da vazão mássica pela válvula com variações nas pressões do revestimento e tubo, respectivamente, e p_{to} , é a pressão no tubo no regime permanente, no ponto de injeção de gás.

O valor de K_v^c é sempre positivo, pois a vazão de gás pela válvula sempre aumenta com a pressão no revestimento, e o de K_v^t vai depender das características e do regime de fluxo pela válvula, podendo ser positivo, nulo ou negativo, se a vazão de gás aumentar (Região A da Fig. A.1), ficar constante (Região B) ou diminuir (Regiões C e D), com o aumento na pressão do tubo.

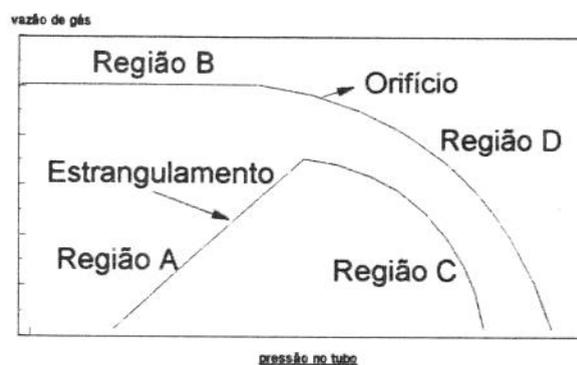


Figura A.1 - Regiões de operação em válvulas de *gas lift*

b.3) balanço de massa para o gás no revestimento :

Alterações nas pressões reinantes no tubo e revestimento, permitirão variações na vazão de admissão de gás pelo *choke* na superfície e pela válvula de *gas lift*.

Assim, teremos :

$$\frac{dp_{c1}(t)}{dt} \cdot \frac{V_c \cdot M}{z \cdot R \cdot T} = m_o \cdot K_{ch}^c \cdot \frac{p_{c1}(t)}{p_{co}} - m_o \cdot \left(K_v^c \cdot \frac{p_{c1}(t)}{p_{co}} + K_v^t \cdot \frac{p_{r1}(t)}{p_{to}} \right), \quad (\text{A.4})$$

ou,

$$\frac{dp_{c1}(t)}{dt} + a \cdot p_{c1}(t) = b \cdot p_{r1}(t), \quad (\text{A.5})$$

sendo,

$$a = - \frac{m_o}{\frac{V_c \cdot p_{co} \cdot M}{z \cdot R \cdot T}} \cdot (K_{ch}^c - K_v^c), \quad (\text{A.6})$$

e,

$$b = - \frac{m_o}{\frac{V_c \cdot p_{to} \cdot M}{z \cdot R \cdot T}} \cdot (K_v^t), \quad (\text{A.7})$$

Resolvendo a EDO linear de primeira ordem dada por (A.5), vem :

$$p_{c1}(t) \cdot e^{\int a \cdot dt} = \int b \cdot p_{r1}(t) \cdot e^{\int a \cdot dt} \cdot dt + c, \quad (\text{A.8a})$$

ou

$$p_{c1}(t) = \frac{\int_0^t b \cdot p_{r1}(t) \cdot e^{at} \cdot dt}{e^{at}}, \quad (\text{A.8})$$

Substituindo (A.8) em (A.3) ,

$$m_{v1}(t) = m_o \cdot \left[\frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{\int_0^t b \cdot p_{r1}(t) \cdot e^{at} \cdot dt}{e^{at}} + \frac{K_v^t}{p_{to}} \cdot p_{r1}(t) \right], \quad (\text{A.9a})$$

ou,

$$q_{gl}(t) = q_{go} \cdot \left[\frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{\int_0^t b \cdot p_{rl}(t) \cdot e^{at} \cdot dt}{e^{at}} + \frac{K_v^t}{p_{to}} \cdot p_{rl}(t) \right], \quad (\text{A.9})$$

que é a equação que governa o fluxo de gás para o tubo, englobando os efeitos do *choke* e da válvula de *gas lift*.

c) modelo para o comportamento do fluxo multifásico no tubo

São considerados apenas os efeitos gravitacionais e que o fluxo é vertical, na determinação da variação de pressão no tubo. Assim, a expressão

$$p_{rl}(t) = \int_0^t \left(\delta\rho_m(t) \cdot g \cdot \frac{(q_{fo} + q_{go})}{A_t} \right) \cdot dt, \quad (\text{A.10})$$

é válida tanto para a profundidade de injeção de gás como para a do fundo do poço, já que os efeitos de aceleração e fricção foram desprezados.

O valor $\delta\rho_m$ é a variação na massa específica da mistura em relação ao valor no regime permanente, causada por variações previsíveis nas vazões de líquido do reservatório, q_{fl} , e na vazão de injeção de gás, q_{g1} , na válvula de *gas lift*, ou por perturbações imprevisíveis (q_{l2} , q_{g2}).

No regime permanente,

$$\rho_m = \frac{\rho_f \cdot q_{fo} + \rho_g \cdot q_{go}}{q_{fo} + q_{go}}, \quad (\text{A.11a})$$

diferenciando, vem:

$$d\rho_m = \frac{(\rho_f - \rho_g) \cdot (q_{go} \cdot dq_{fo} - q_{fo} \cdot dq_{go})}{(q_{fo} + q_{go})^2}, \quad (\text{A.11b})$$

A variação da massa específica da mistura no intervalo de tempo é expressa por :

$$\delta\rho_m = \frac{(\rho_f - \rho_g) \cdot (q_{go} \cdot (q_{f1} + q_{f2}) - q_{fo} \cdot (q_{g1} + q_{g2}))}{(q_{fo} + q_{go})^2} \quad (\text{A.11})$$

substituindo (A.11) em (A.10) e simplificando, teremos :

$$P_{t1}(t) = \frac{(\rho_f - \rho_g) \cdot g}{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t} \cdot \int_0^t [q_{go} \cdot (q_{f1}(t) + q_{f2}(t)) - q_{fo} \cdot (q_{g1}(t) + q_{g2}(t))] dt. \quad (\text{A.12})$$

As equações (A.1), (A.9) e (A.12), são as relações necessárias para a análise de estabilidade em poços com GLC por este modelo simplificado.

A aplicação de transformadas de Laplace nas equações acima leva a :

$$P_{t1}(s) = -\frac{Q_{f1}(s)}{B_f \cdot J}, \quad (\text{A.13})$$

$$Q_{g1}(s) = q_{go} \cdot \left[\frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot b \cdot \frac{P_{t1}(s)}{s+a} + \frac{K_v^t}{p_{to}} \cdot P_{t1}(s) \right], \quad (\text{A.14})$$

$$P_{t1}(s) = \frac{(\rho_f - \rho_g) \cdot g}{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t} \cdot \frac{1}{s} \cdot [q_{go} \cdot (Q_{f1}(s) + Q_{f2}(s)) - q_{fo} \cdot (Q_{g1}(s) + Q_{g2}(s))], \quad (\text{A.15})$$

que em formato matricial fica :

$$\begin{pmatrix} B_f \cdot J & 1 & 0 \\ q_{go} \cdot \left[\frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot b + \frac{K_v^t}{p_{to}} \right] & 0 & -1 \\ \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t \cdot s}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} & -q_{go} & q_{fo} \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{t1}(s) \\ Q_{f1}(s) \\ Q_{g1}(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ q_{go} \cdot Q_{f2}(s) - q_{fo} \cdot Q_{g2}(s) \end{bmatrix}. \quad (\text{A.16})$$

Os valores de s que anulam o determinante da matriz dos coeficientes, são as singularidades do sistema, determinadas pelas raízes da equação polinomial de segunda ordem:

Os valores de s que anulam o determinante da matriz dos coeficientes, são as singularidades do sistema, determinadas pelas raízes da equação polinomial de segunda ordem:

$$\begin{aligned} & \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \cdot s^2 + \left[B_f \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \cdot q_{fo} \cdot \frac{K_v^t}{p_{to}} + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t \cdot a}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \right] \cdot s + \\ & \left(B_f \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \cdot \frac{K_v^t}{p_{to}} \cdot q_{fo} \right) \cdot a + q_{go} \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot q_{fo} \cdot b = 0 \end{aligned} \quad .(A.17)$$

Se todas as singularidades (ou raízes) são negativas, então $p_{t1}(t)$, $q_{n1}(t)$ e $q_{g1}(t)$ têm crescimento exponencial negativo e o sistema é estável.

Como o coeficiente do termo de segunda ordem é positivo, as condições para a estabilidade serão conseguidas quando os outros dois coeficientes forem também positivos, ou seja :

$$B_f \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \cdot q_{fo} \cdot \frac{K_v^t}{p_{to}} + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t \cdot a}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} > 0, \quad (A.18)$$

e,

$$\left(B_f \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \cdot \frac{K_v^t}{p_{to}} \cdot q_{fo} \right) \cdot a + q_{go} \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot q_{fo} \cdot b > 0. \quad (A.19)$$

O parâmetro a , expresso por (A.6), é sempre positivo, pois K_{ch}^c é sempre negativo e K_v^c é sempre positivo. Então as equações (A.18) e (A.19) podem ser reescritas em forma adimensionalizada e após algumas simplificações por :

$$\frac{B_f \cdot J \cdot p_{to}}{q_{fo}} + K_v^t + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t \cdot a}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \cdot \frac{p_{to}}{q_{fo} \cdot q_{go}} > 0, \quad (A.20)$$

e,

$$\frac{B_f \cdot J \cdot p_{to}}{q_{fo}} + K_v^t + \frac{K_v^c}{p_{co}} p_{to} \cdot \frac{b}{a} > 0, \quad (A.21)$$

As equações (A.20) e (A.21) representam os critérios gerais para a estabilidade dos poços com GLC, admitindo as simplificações propostas para os modelos de fluxo no reservatório, coluna de produção e do gás pelo *choke* e válvulas de *gas lift*. A depender do regime de fluxo pelo *choke* e válvula de *gas lift*, os valores de K_{ch}^c , K_v^c e K_v^f podem assumir diversos valores, e as equações (A.20) e (A.21) possuírem formas particulares, como veremos a seguir.

- **caso 1: válvula de *gas lift* operando nas Regiões A ou B (Fig. A.1):**

Neste caso, uma diminuição na pressão de tubo não provoca aumento na vazão de gás pela válvula, e o processo de instabilidade não deve ser iniciado. O valor de K_v^f é positivo ou nulo, e as equações (A.20) e (A.21) são automaticamente satisfeitas, isto é, as condições de estabilidade são preenchidas.

- **caso 2: válvula de *gas lift* operando nas Regiões C ou D (Fig. A1):**

Neste caso, uma redução na pressão do tubo, provoca aumento na vazão de gás pela válvula, o valor de K_v^f torna-se negativo, podendo gerar condições de instabilidades na produção, conforme pode ser visto nas equações (A.20) e (A.21).

O fluxo adiabático de gás pela válvula de *gas lift* é expresso, no regime permanente, por :

$$m_o = \sqrt{2} \cdot (C_d \cdot A_p \cdot Y) \cdot \sqrt{\frac{M}{z \cdot R \cdot T}} \cdot \sqrt{p_{co} \cdot (p_{co} - p_{to})}. \quad (\text{A.22})$$

Variações na vazão mássica de gás, resultantes de variações nas pressões de tubo e revestimento, em valores médios, são dadas por :

$$\frac{m_{v1}(t)}{m_o} \cong \frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co}(p_{c1}(t) - p_{t1}(t)) + p_{c1}(t)(p_{co} - p_{to})}{p_{co}(p_{co} - p_{to})}. \quad (\text{A.23})$$

Comparando com (A.3), vem :

$$K_v^c = \frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co} + (p_{co} - p_{to})}{(p_{co} - p_{to})} \quad , \quad (A.24)$$

e,

$$K_v^t = -\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{to}}{(p_{co} - p_{to})} \quad . \quad (A.25)$$

• **caso 2a: vazão de gás constante através do *choke* na superfície**

Este caso pode ocorrer quando existe um controlador mantendo injeção de gás constante na superfície ou quando o *choke* está operando em fluxo crítico. A vazão de gás é então independente da pressão no revestimento e :

$$K_{ch}^c = 0 \quad . \quad (A.26)$$

Os valores de **a** e **b**, obtidos a partir de (A.6), (A.7), (A.24), (A.25) e (A.26), serão :

$$a = \frac{m_o}{V_c \cdot p_{co} \cdot M} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co} + (p_{co} - p_{to})}{(p_{co} - p_{to})} > 0 \quad , \quad (A.27)$$

e

$$b = \frac{m_o}{V_c \cdot p_{to} \cdot M} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{p_{to}}{(p_{co} - p_{to})} > 0 \quad . \quad (A.28)$$

Substituindo os valores de **a** e **b** em (A.20) e (A.21), e usando (A.23), obtém-se :

$$\frac{B_f \cdot J \cdot m_o^2}{q_{fo} \cdot (C_d \cdot A_p \cdot Y)^2 \cdot \left(\frac{M \cdot p_{co}}{z \cdot R \cdot T} \right)} - 1 + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \cdot \frac{m_o}{\left(\frac{V_c \cdot M \cdot p_{co}}{z \cdot R \cdot T} \right)} \cdot \frac{p_{co} + (p_{co} - p_{to})}{q_{fo} \cdot q_{go}} > 0 \quad (A.29)$$

e,

$$\left(\frac{B_f \cdot J \cdot m_o^2}{q_{fo} \cdot (C_d \cdot A_p \cdot Y)^2 \cdot \left(\frac{M \cdot p_{co}}{z \cdot R \cdot T} \right)} - 1 \right) + 1 > 0. \quad (\text{A.30})$$

A partir de (A.29) e (A.30), usando a definição de **Asheim** (1988) para F_1 ,

$$F_1 = \frac{B_f \cdot \rho_g \cdot q_{go}^2 \cdot J}{(C_d \cdot A_p \cdot Y)_v^2 \cdot q_{fo}}, \quad (\text{A.31})$$

definindo F_3 , r_v e μ_v por :

$$F_3 = \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t \cdot p_{to}}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g \cdot q_{fo} \cdot V_c}, \quad (\text{A.32})$$

$$r_v = \frac{p_{to}}{p_{co}}, \quad (\text{A.33})$$

$$\mu_v = \frac{(z \cdot T)_t}{(z \cdot T)_c}, \quad (\text{A.34})$$

e convertendo a vazão mássica m_o para vazão volumétrica na pressão do tubo, vem,

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \cdot \frac{(2 - r_v)}{\mu_v} > 0, \quad (\text{A.35})$$

e,

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + 1 > 0. \quad (\text{A.36})$$

A equação (A.36) é automaticamente satisfeita e a equação (A.35) é o critério de estabilidade a ser usado quando a vazão de gás pelo *choke* na superfície é constante.

Os critérios de **Asheim** podem ser derivados a partir das equações (A.35) e (A.36), se fizermos $r_v = \mu_v = 1$, ou seja, considerarmos diferencial de pressão muito pequeno e fluxo isotérmico pela válvula de *gas lift*, resultando em :

$$(F_1 - 1) + F_3 > 0 \quad , \quad (A.37)$$

que é equivalente ao segundo critério de **Asheim**, $F_2 > 1$, e,

$$(F_1 - 1) + 1 > 0 \quad , \quad (A.38)$$

que é sempre satisfeita ($F_1 > 0$).

Se o primeiro critério de **Asheim** for satisfeito,

$$F_1 > 1, \quad (A.39)$$

as equações (A.37) e (A.38) são também automaticamente satisfeitas.

- **caso 2b: vazão de gás variável através do *choke* na superfície (fluxo subcrítico)**

É uma situação frequentemente encontrada onde o *choke* tem uma abertura fixa. Assumindo que a pressão de compressão (a montante do *choke*) é constante e fluxo adiabático do gás e com procedimento análogo ao anteriormente desenvolvido, podem ser derivadas as seguintes equações :

$$K_{ch}^c = -\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co}}{(p_m - p_{co})}, \quad (A.40)$$

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \cdot \frac{(2 - r_v)}{\mu_v} \cdot F_c > 0, \quad (A.41)$$

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + \frac{1}{F_c} > 0, \quad (\text{A.42})$$

As equações (A.41) e (A.42) diferem das (A.35) e (A.36) apenas pela introdução de um fator de correção F_c determinado por :

$$F_c = 1 + \frac{(C_d \cdot A_p \cdot Y)_{ch}^2}{(C_d \cdot A_p \cdot Y)_v^2 \cdot \left(\frac{r_{ch}(2-r_v)}{\mu_{ch}}\right)}, \quad (\text{A.43})$$

sendo,

$$r_{ch} = \frac{p_{co}}{p_m}, \quad (\text{A.44})$$

$$\text{e, } \mu_{ch} = \frac{(z \cdot T)_c}{(z \cdot T)_m}. \quad (\text{A.45})$$

ANEXO B - Determinação das profundidades dos mandris e especificação das válvulas

- **Mandris com válvulas de orifício**

1. Fixar os maiores diâmetros de sede e externo da válvula, compatíveis com a profundidade de cálculo do mandril anterior e dados de entrada fornecidos. No caso do mandril **HO**, tentar inicialmente válvula de 1 1/2".
2. Determinar a pressão para injeção de gás na superfície (p_{rev}), subtraindo-se um diferencial $\Delta 2$ da pressão utilizada no cálculo do mandril anterior. No caso do mandril **HO**, $p_{rev} = p_{ko} - \Delta 2$, onde p_{ko} é a pressão disponível para compressão de gás na plataforma e o $\Delta 2$ é o correspondente às válvulas de orifício.
3. Determinar a vazão de gás requerida, em cada profundidade, a partir da curva de LGPI associada ao mandril em consideração (no caso do mandril **HO**, é a LG1).
4. Determinar a vazão de gás disponível pela válvula, em cada profundidade, a partir do modelo de cálculo escolhido, com pressão de tubo (p_t) obtida da curva de LGPI, temperatura (T) obtida do perfil térmico fornecido e pressão no revestimento (p_c) obtida, corrigindo-se a p_{rev} anterior para a profundidade do mandril em consideração.
5. Usar um procedimento numérico apropriado para determinar a profundidade (z_v), onde a vazão de gás requerida é igual à vazão de gás disponível pela válvula (q_{gi}).
6. Verificar compatibilidade entre a válvula e a configuração revestimento-tubo nesta profundidade. Se incompatível, alterar OD da válvula e voltar ao passo 4.
7. Comparar o espaçamento obtido entre este mandril e o anterior com o Δz_{min} . Se for menor, interromper o cálculo e emitir mensagem de erro adequada.

8. Comparar o diferencial de pressão revestimento-tubo (Δp_{rt}) obtido, com o Δp_{rtmin} fornecido. Se for menor, reduzir o diâmetro da sede e voltar ao passo 4.
9. Realizar análise de estabilidade da produção nas condições obtidas para p_t , p_c , q_{gi} , etc. e com a válvula determinada. Se for instável, reduzir o diâmetro de sede e retornar ao passo 4.
10. Se as restrições acima não forem satisfeitas em n iterações, o cálculo é interrompido e mensagem de erro emitida.
11. Verificar se a capacidade de vazão da válvula, calculada nestas condições de projeto, é suficiente para atender às vazões requeridas nesta profundidade, pelas curvas de LGPI nas condições futuras onde ela deve operar. Se não for suficiente, mensagem de advertência é emitida, alertando o usuário para alterar dados de projeto.

- **Mandris com válvulas de pressão**

1. Fixar o valor de $\Delta 1$ igual ao valor inicial fornecido nos dados de entrada.
Fixar os maiores diâmetros de sede e externo da válvula, compatíveis com a profundidade de cálculo do mandril anterior e dados de entrada fornecidos. No caso do mandril HP, tentar inicialmente válvula de 1 1/2".
2. Determinar a pressão para injeção de gás na superfície (p_{rev}), subtraindo-se um diferencial $\Delta 2$ da pressão utilizada no cálculo do mandril anterior. No caso do mandril HP, $p_{rev} = p_{ko} - \Delta 2$, onde p_{ko} é a pressão disponível para compressão na plataforma e o $\Delta 2$ o correspondente às válvulas de pressão.
3. Determinar a vazão de gás requerida, em cada profundidade, a partir da curva de LGPI associada ao mandril em consideração (no caso do mandril HP, é a LG1).

4. Determinar a vazão de gás disponível pela válvula, em cada profundidade, para o Δl fixado, e com p_t , p_c e T obtidos de forma idêntica à do procedimento anterior. Os valores de B_{lr} , R_v e x_{lim} são obtidos em um arquivo auxiliar para a válvula fixada e permitem o cálculo do Δl_{lim} correspondente.
5. Usar um procedimento numérico apropriado para determinar a profundidade (z_v), onde a vazão de gás requerida é igual à vazão de gás disponível pela válvula (q_{gi}).
6. Verificar compatibilidade entre a válvula e a configuração revestimento-tubo nesta profundidade. Se incompatível, alterar OD da válvula e voltar ao passo 4.
7. Comparar o espaçamento obtido entre este mandril e o anterior com o Δz_{min} . Se for menor, e o valor de Δl_v inferior ao do Δl_{lim} , incrementar o Δl e retornar ao passo 4. Se o Δl_v for maior que o Δl_{lim} e o Δz_{min} não foi conseguido, interromper o cálculo e emitir mensagem de erro.
8. Comparar o diferencial de pressão revestimento-tubo (Δp_{rt}) obtido, com o Δp_{rtmin} fornecido. Se for menor, reduzir o diâmetro da sede e voltar ao passo 4.
9. Realizar análise de estabilidade da produção nas condições obtidas para p_t , p_c , q_{gi} , etc. e com a válvula determinada. Se for instável, e o valor de Δl inferior ao do Δl_{lim} , incrementar o Δl e retornar ao passo 4. Se Δl for superior ao Δl_{lim} , reduzir o diâmetro de sede e retornar ao passo 4.
10. Se as restrições acima não forem satisfeitas em n iterações, o cálculo é interrompido e mensagem emitida.
11. Verificar se a capacidade de vazão da válvula, calculada nestas condições de projeto, é suficiente para atender às vazões requeridas, nesta profundidade, pelas curvas de LGPI nas condições futuras onde ela deve operar. Se não for suficiente, mensagem de advertência é emitida, alertando o usuário para alterar dados de projeto.

ANEXO C - Resultados obtidos nas simulações de casos típicos da Bacia de Campos

Nomenclatura auxiliar:

P_{cal80}	pressão de calibração da válvula na temperatura de 80 °F.
P_c	pressão no revestimento na profundidade da válvula.
P_{opsup}	pressão de injeção de gás a jusante do <i>choke</i> de superfície (pressão de operação).
P_t	pressão no tubo na profundidade da válvula.
P_{vo}	pressão de abertura da válvula na condição de operação.
q_{gi}	vazão de injeção de gás pela válvula ($q_{gireq} = q_{gidisp}$)
q_{gireq}	vazão de injeção de gás requerida na curva de LGPI, na condição de operação.
q_{gidisp}	vazão de injeção de gás disponível pela válvula, na condição de operação.
F1	fator para análise de estabilidade segundo Alhanati <i>et al</i> (1993)
F3	fator para análise de estabilidade segundo Alhanati <i>et al</i> (1993)
F1A	critério de estabilidade da produção segundo Asheim (1988)
F2	critério de estabilidade da produção segundo Asheim (1988)
N_{po}	produção acumulada média de óleo na vida útil da instalação
Δl	diferencial de pressão na superfície, para abertura da válvula
Δl_{lim}	diferencial de pressão para abertura total da válvula, na profundidade da válvula.
Δl_v	diferencial de pressão para abertura da válvula, na profundidade da válvula.
Δp_{rt}	diferencial de pressão revestimento-tubo, na profundidade da válvula.

Notas explicativas:

Nota 1: As Tabelas C.1, C.2, ..., C.9 contem especificações de colunas de GLC para os diversos casos estudados.

Nota 2: As Tabelas C.1A, C.2A, ..., C.9A contém análises de estabilidade da produção e da operação futura das válvulas de GLC. Nestas tabelas, o termo “sim” na coluna “operação normal” significa que as análises de estabilidade da produção e da operação futura foram satisfeitas. O termo “não”, na mesma coluna, significa que a vazão de gás requerida na condição futura, não foi atingida pela válvula nas condições de operação (p_c , p_t e Δl_v) de uma determinada curva de LGPI.

Os fatores F1 e F3 para a análise da estabilidade da produção conforme Alhanati *et al* (1993) são calculados pelas Eq. A.31 e A.32 do Anexo A. O valor para F1A (Asheim) difere, neste anexo, do valor de F1, pela utilização de diferentes termos $Y.C_d$ na Eq. A.31. No caso do F1A, o $Y.C_d$ foi considerado constante e igual a 0.9 (Asheim, 1988). No caso do F1, o C_d utilizado é função do diâmetro de sede (Winkler & Camp, 1985) e o Y , calculado da forma tradicional (Motta Filho, 1985). O valor para F2 (Asheim, 1988) é calculado pela relação: $F2 = F3 / (1-F1A)$.

Tabela C.1 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 1 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/4" (válvulas de pressão) e 5/16" (válvulas de orifício)

 Δl mínimo igual a 2.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	407.5	HP	1 1/2" x 1/4"	1107	103.0	2.5	96.0	36.5
		F12	1 1/2" x 5/16"	1677	-	-	91.5	17.3
3	-	HP	1 1/2" x 1/4"	1107	103.0	2.5	96.0	36.5
		F13	1 1/2" x 1/4"	1234	97.3	3.0	91.5	35.9
		F23	-	-	-	-	-	-

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 405 m
 (profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1512 m)

 Δl mínimo igual a 3.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	413.2	HP	1 1/2" x 1/4"	1166	102.7	3.0	96.0	33.8
		F12	1 1/2" x 5/16"	1668	-	-	91.0	17.2
3	-	HP	1 1/2" x 1/4"	1166	102.7	3.0	96.0	33.8
		F13	1 1/2" x 1/4"	1226	96.8	3.0	91.0	35.7
		F23	-	-	-	-	-	-

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 375 m.
 (profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1541 m)

Tabela C.1 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 1 - Colunas de GLC (cont.)

Especificação das alternativas de coluna em função do $\Delta 1$ inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/4" (válvulas de pressão) e 5/16" (válvulas de orifício)

$\Delta 1$ mínimo igual a 3.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	$\Delta 1$ kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{ri} kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	412.3	HP	1 1/2" x 1/4"	1166	102.2	3.5	96.0	33.8
		F12	1 1/2" x 5/16"	1659	-	-	90.5	17.1
3	-	HP	1 1/2" x 1/4"	1166	102.2	3.5	96.0	33.8
		F13	1 1/2" x 1/4"	1218	95.7	3.5	90.5	35.4
		F23	-	-	-	-	-	

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 375 m.
 (profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1541 m)

Tabela C.1A - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 1 - Análise da operação

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/4" (válvulas de pressão) e 5/16" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.1 - mandril HO com válvula de orifício de 1 1/2" x 5/16" a 1496 m

LG	q _{gi}	P _t	P _c	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	
1	75550	94.26	112.09	sim
2	74334	91.75	109.57	sim
3	74070	88.70	107.08	sim
4	72651	86.37	104.59	sim
5	71280	83.93	102.05	sim
6	69581	81.70	99.51	sim
7	64579	79.06	94.95	sim
8	61283	75.46	90.55	sim
9	57468	71.32	85.46	sim
10	55114	68.07	81.78	sim
11	53184	66.06	79.29	sim
12	50556	64.50	76.78	sim

Análise de estabilidade nas condições do LG1:

Critério de Alhanati *et al* (1993): resultado da Eq. A.35 > 0 ==> condições estáveis

Critério de Asheim (1988) : se F1A ou F2 > 1 ==> condições estáveis

Sede	Alhanati <i>et al</i>			Asheim		estável
	F1	F3	Eq.A.35	F1A	F2	
5/16"	4.38	0.52	3.29	3.63	-0.2	sim

Tabela C.1A - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 1 - Análise da operação (cont.)

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/4" (válvulas de pressão) e 5/16" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.2 - mandril HP com válvula de pressão de 1 1/2" x 1/4" a 1166 m

Δl mínimo = 3.0 kgf/cm²

Δl_{lim} = 3.0 kgf/cm²

LG	q _{greq}	P _t	P _{vo}	P _c	Δl_v	q _{gdisp}	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	m ³ /d	
1	63006	74.87	105.44	108.71	3.27	63006	sim
2	62460	72.53	105.61	108.44	2.83	62460	sim
3	62300	69.56	105.82	108.59	2.77	62300	sim
4	61292	67.02	106.00	108.68	2.68	61292	sim
5	57853	64.48	106.18	108.68	2.50	57853	sim
6	55687	62.02	106.36	108.71	2.35	55296	não

Alt.2 - mandril F12 com válvula de orifício de 1 1/2" x 5/16" a 1668 m

LG	q _{gi}	P _t	P _c	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	
7	71540	90.51	107.70	sim
8	66898	87.01	102.72	sim
9	67036	82.87	99.54	sim
10	61214	79.8	94.30	sim
11	60317	77.76	92.27	sim
12	56723	76.37	89.46	sim

Tabela C.2 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 2 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 5/16" (válvulas de pressão) e 5/16" (válvulas de orifício)

 Δl mínimo igual a 2.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	p _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	395.5	HP	1 1/2" x 5/16"	995	105.9	2.0	96.0	41.3
		F12	1 1/2" x 5/16"	1686	-	-	92.0	17.3
3	410.7	HP	1 1/2" x 5/16"	995	105.9	2.0	96.0	41.3
		F13	1 1/2" x 5/16"	1472	101.8	3.0	92.0	24.6
		F23	1 1/2" x 5/16"	1734	-	-	87.0	15.8

Obs: Alt.3 calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre F13 e F23 de 273 m.
 (profundidade mínima para o mandril F23 seria de 1745 m)

 Δl mínimo igual a 2.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	p _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	419.1	HP	1 1/2" x 5/16"	1211	106.5	2.5	96.0	31.8
		F12	1 1/2" x 5/16"	1677	-	-	91.5	17.3
3	431.7	HP	1 1/2" x 5/16"	1211	106.5	2.5	96.0	31.8
		F13	1 1/2" x 5/16"	1574	101.3	3.5	91.5	18.5
		F23	1 1/2" x 5/16"	1715	-	-	86.0	15.8

Obs: Alt.3 calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre F13 e F23 de 205 m.
 (profundidade mínima para o mandril F23 seria de 1779 m)

Tabela C.2 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 2 - Colunas de GLC (cont.)

Especificação das alternativas de colunas de GLC em função do Δl inicial de projeto
válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 5/16" (válvulas de pressão) e 5/16" (válvulas de orifício)

Δl mínimo igual a 3.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_r kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	435.5	HP	1 1/2" x 5/16"	1376	106.7	3.0	96.0	23.9
		F12	1 1/2" x 5/16"	1668	-	-	91.0	17.2
3	-	HP	1 1/2" x 5/16"	1376	106.7	3.0	96.0	23.9
		F13	1 1/2" x 5/16"	1565	100.2	4.0	91.0	18.4
		F23	-	-	-	-	-	-

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 265 m.
(profundidade mínima para o mandril F23 seria de 1641 m)

Δl mínimo igual a 3.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_r kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	445.6	HP	1 1/2" x 5/16"	1489	106.8	3.5	96.0	18.2
		F12	1 1/2" x 5/16"	1659	-	-	90.5	17.1

Obs: Alt.2 calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre HP e F12 de 202 m.
(profundidade mínima para o mandril F23 seria de 1691 m)

Δl mínimo igual a 4.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_r kgf/cm ²
1	429.1	HO	1 1/2" x 5/16"	1496	-	-	96.0	17.8
2	445.4	HP	1 1/2" x 5/16"	1496	106.3	4.0	96.0	17.8
		F12	1 1/2" x 5/16"	1649	-	-	90.0	17.1

Obs: Alt.2 calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre HP e F12 de 197 m.
(profundidade mínima para o mandril F23 seria de 1693 m)

Tabela C.2A - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 2 - Análise da operação

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 5/16" (válvulas de pressão) e 5/16" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.2 - mandril HP com válvula de pressão de 1 1/2" x 5/16" a 995 m

$\Delta l_{\text{mínimo}} = 2.0 \text{ kgf/cm}^2$

$\Delta l_{\text{lim}} = 4.1 \text{ kgf/cm}^2$

LG	$q_{g\text{ireq}}$	P_t	P_{vo}	P_c	Δl_v	$q_{g\text{disp}}$	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	m ³ /d	
1	55343	65.65	104.79	106.94	2.15	55343	sim
2	55825	63.49	105.04	106.94	1.90	49813	não
3	55811	60.56	105.38	106.94	1.56	42078	não
4	54641	58.03	105.68	106.94	1.26	35272	não
5	51652	55.41	105.98	106.94	0.96	28209	não
6	48696	52.83	106.28	106.94	0.66	21315	não

Alt.2 - mandril F12 com válvula de orifício de 1 1/2" x 5/16" a 1686 m

LG	q_{gi}	P_t	P_c	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	
7	72288	91.77	109.10	sim
8	67476	88.28	104.05	sim
9	66687	84.18	100.43	sim
10	61837	81.08	95.65	sim
11	61562	79.06	93.93	sim
12	57345	77.66	90.80	sim

Tabela C.3 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 3 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 3/8" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Δl mínimo igual a 3.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	468.5	HP	1 1/2" x 3/8"	1517	111.9	3.5	96.0	16.7
		F12	1 1/2" x 1/2"	1877	-	-	90.5	3.8
3	468.5	HP	1 1/2" x 3/8"	1517	111.9	3.5	96.0	16.7
		F13	1 1/2" x 3/8"	1703	104.3	5.0	90.5	10.1
		F23	1 1/2" x 1/2"	1863	-	-	83.5	3.4

Obs: Alt.4 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F14 de 185 m.
 (profundidade mínima para o mandril F14 seria de 1702 m)

Δl mínimo igual a 4.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	474.2	HP	1 1/2" x 3/8"	1588	111.9	4.0	96.0	12.9
		F12	1 1/2" x 1/2"	1867	-	-	90.0	3.8
3	-	HP	1 1/2" x 3/8"	1588	111.9	4.0	96.0	12.9
		F13	1 1/2" x 3/8"	1692	103.7	5.0	90.0	10.1
		F23	-	-	-	-	-	-

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 143 m.
 (profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1731 m)

Tabela C.3 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 3 - Colunas de GLC (cont.)

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 3/8" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Δl mínimo igual a 4.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof. Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	477.7	HP	1 1/2" x 3/8"	1637	111.8	4.5	96.0	10.3
		F12	1 1/2" x 1/2"	1858	-	-	89.5	3.8
3	-	HP	1 1/2" x 3/8"	1637	111.8	4.5	96.0	10.3
		F13	1 1/2" x 3/8"	1682	103.0	5.0	89.5	10.0
		F23	-	-	-	-	-	-

Obs: Alt.4 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 114 m.
 (profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1751 m)

Δl mínimo igual a 5.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof. Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	477.4	HP	1 1/2" x 3/8"	1644	111.3	5.0	96.0	9.9
		F12	1 1/2" x 1/2"	1848	-	-	89.0	3.8
3	-	HP	1 1/2" x 3/8"	1644	111.3	5.0	96.0	9.9
		F13	1 1/2" x 3/8"	1671	102.4	5.0	89.0	10.0
		F23	-	-	-	-	-	-

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 110 m.
 (profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1754 m)

Tabela C.4 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 4 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/2" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Δl mínimo igual a 2.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	260.9	HP	1 1/2" x 1/2"	822	117.6	2.0	96.0	48.2
		F12	1 1/2" x 1/2"	1906	-	-	92.0	3.8
3	328.7	HP	1 1/2" x 1/2"	822	117.6	2.0	96.0	48.2
		F13	1 1/2" x 1/2"	1421	117.8	3.0	92.0	27.2
		F23	1 1/2" x 1/2"	1930	-	-	87.0	3.5
4	376.3	HP	1 1/2" x 1/2"	822	117.6	2.0	96.0	48.2
		F14	1 1/2" x 1/2"	1367	117.7	3.0	92.0	27.5
		F24	1 1/2" x 1/2"	1699	114.0	4.5	87.0	10.5
		F34	1 1/2" x 1/2"	1855			80.5	3.3
5	-	HP	1 1/2" x 1/2"	822	117.6	2.0	96.0	48.2
		F15	1 1/2" x 1/2"	1472	119.5	3.5	92.0	19.8
		F25	1 1/2" x 1/2"	1703	112.9	6.5	86.5	5.2
		F35	1 1/2" x 1/2"	1630	-	7.5	78.0	3.6
		F45	-					

Obs: Alt.5 não foi calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre F35 e F25 de 57 m.
 (profundidade mínima para o mandril F35 seria de 1760 m)

Tabela C.4 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 4 - Colunas de GLC (cont.)

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/2" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Δl mínimo igual a 3.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof. Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	450.8	HP	1 1/2" x 1/2"	1327	123.8	3.0	96.0	26.3
		F12	1 1/2" x 1/2"	1887	-	-	91.0	3.8
3	454.3	HP	1 1/2" x 1/2"	1327	123.8	3.0	96.0	26.3
		F13	1 1/2" x 1/2"	1634	119.1	4.0	91.0	14.6
		F23	1 1/2" x 1/2"	1892	-	-	85.0	3.4
4	-	HP	1 1/2" x 1/2"	1327	123.8	3.0	96.0	26.3
		F14	1 1/2" x 1/2"	1649	119.6	4.5	91.0	11.4
		F24	1 1/2" x 1/2"	1759	109.4	7.5	84.5	3.7
		F34	1 1/2" x 1/2"	--	-	-	-	-

Obs: Alt.4 não foi calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre F24 e F14 de 126 m.
 (profundidade mínima para o mandril F24 seria de 1775 m)

Δl mínimo igual a 5.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof. Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	478.9	HP	1 1/2" x 1/2"	1661	127.1	5.0	96.0	8.9
		F12	1 1/2" x 1/2"	1848	-	-	89.0	3.8
3	476.5	HP	1 1/2" x 1/2"	1661	127.1	5.0	96.0	8.9
		F13	1 1/2" x 1/2"	1768	116.2	7.0	89.0	4.4
		F23	1 1/2" x 1/2"	1796	-	-	80.0	3.4

Obs: Alt.3 foi calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre F23 e F13 de 48 m.
 (profundidade mínima para o mandril F23 seria de 1817m)

Tabela C.4 - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 4 - Colunas de GLC (cont.)

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/2" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Δl mínimo igual a 6.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	p _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	481.5	HP	1 1/2" x 1/2"	1712	126.9	6.0	96.0	6.1
		F12	1 1/2" x 1/2"	1828	-	-	88.0	3.8
3	-	HP	1 1/2" x 1/2"	1712	126.9	6.0	96.0	6.1
		F13	1 1/2" x 1/2"	1754	114.3	7.5	88.0	4.0
		F23	1 1/2" x 1/2"	-	-	-	-	-

Obs: Alt.3 não foi calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 67 m.
(profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1779 m)

Δl mínimo igual a 7.3 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	p _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	477.2	HO	1 1/2" x 1/2"	1748	-	-	96.0	4.0
2	482.1	HP	1 1/2" x 1/2"	1748	126.1	7.3	96.0	4.0
		F12	1 1/2" x 1/2"	1802	-	-	-	3.8
3	-	HP	1 1/2" x 1/2"	1748	126.1	7.3	96.0	4.0
		F13	1 1/2" x 1/2"	1727	-	7.8	86.7	-
		F23	-	-	-	-	-	-

Obs: Alt.3 não foi calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 44 m.
(profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1792 m)

Tabela C.4A - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 4 - Análise da operação

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/2" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.1 - mandril HO com válvula de orifício de 1 1/2" x 1/2" a 1748 m

LG	q _{gi}	P _t	P _c	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	
1	83491	110.63	114.64	sim
2	83613	107.92	112.05	sim
3	81932	104.89	108.99	sim
4	80254	102.71	106.76	sim
5	79248	100.42	104.44	sim
6	77744	98.059	102.54	sim
7	74422	96.08	99.81	sim
8	69437	92.63	96.00	sim
9	67476	88.58	91.93	sim
10	64200	85.45	88.61	sim
11	63052	83.53	86.66	sim
12	59407	82.10	84.94	sim

Parâmetros da análise de estabilidade nas condições do LG1:

Critério de *Alhanati et al* (1993): resultado da Eq. A.35 > 0 ==> condições estáveis

Critério de *Asheim* (1988) : se F1A ou F2 > 1 ==> condições estáveis

Sede	<i>Alhanati et al</i>			<i>Asheim</i>		estável
	F1	F3	Eq.A.35	F1A	F2	
1/2"	0.79	0.49	0.28	0.77	2.15	sim

Tabela C.4A - Poço típico 1 - IP = 90 m³/d/kgf/cm² - Caso 4 - Análise da operação (cont.)

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/2" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.2 - mandril HP com válvula de pressão de 1 1/2" x 1/2" a 1748 m

$\Delta l_{\text{mínimo}} = 7.3 \text{ kgf/cm}^2$

$\Delta l_{\text{lim}} = 8.5 \text{ kgf/cm}^2$

LG	$q_{g\text{ireq}}$	P_t	P_{vo}	P_c	Δl_v	$q_{g\text{disp}}$	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	m ³ /d	
1	83484	110.61	106.17	114.63	8.46	83484	sim
2	83606	107.91	107.10	114.09	6.99	83606	sim
3	81926	104.88	108.13	113.95	5.82	81926	sim
4	80517	102.70	108.88	114.08	5.20	80517	sim
5	79242	100.40	109.67	114.39	4.72	79242	sim
6	77738	98.58	110.29	114.63	4.34	76825	não

Alt.2 - mandril F12 com válvula de orifício de 1 1/2" x 1/2" a 1802 m

LG	q_{gi}	P_t	P_c	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	
7	76033	99.89	103.64	sim
8	71478	96.48	99.93	sim
9	69133	92.42	95.80	sim
10	66422	89.29	92.54	sim
11	64071	87.45	90.54	sim
12	61474	86.03	88.93	sim

Tabela C.5 - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 3 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 3/8" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Δl mínimo igual a 4.2 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_r kgf/cm ²
1	412.6	HO	1 1/2" x 3/8"	1876	-	-	96.0	11.2
2	418.8	HP	1 1/2" x 3/8"	1845	111.6	4.2	96.0	12.8
		F12	1 1/2" x 3/8"	1988	-	-	89.8	8.6

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 142 m.
 (profundidade mínima para o mandril F13 seria de 1987 m)

Δl mínimo igual a 4.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_r kgf/cm ²
1	412.6	HO	1 1/2" x 3/8"	1876	-	-	96.0	11.2
2	-	HP	1 1/2" x 3/8"	1876	111.5	4.5	96.0	11.2
		F12	1 1/2" x 3/8"	1981	-	-	89.5	8.6

Obs: Alt.2 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F12 de 125 m.
 (profundidade mínima para o mandril F12 seria de 2010 m)

Tabela C.5A - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 3 - Análise da operação

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 3/8" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.1 - mandril HO com válvula de orifício de 1 1/2" x 3/8" a 1876 m

LG	q _{gi}	P _t	P _c	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	
1	84364	104.71	115.91	sim
2	81575	102.50	113.24	sim
3	78545	100.11	110.33	sim
4	76309	98.39	108.22	sim
5	73910	96.60	106.01	sim
6	71846	95.15	104.19	sim
7	69087	93.31	101.86	sim
8	64981	90.59	98.38	sim
9	60112	87.39	94.34	sim
10	56274	85.01	91.28	sim
11	53736	83.52	89.37	sim
12	51829	82.56	88.07	sim

Parâmetros da análise de estabilidade nas condições do LG1:

Critério de *Alhanati et al* (1993): resultado da Eq. A.35 > 0 ==> condições estáveis

Critério de *Asheim* (1988) : se F1A ou F2 > 1 ==> condições estáveis

Sede	<i>Alhanati et al</i>			<i>Asheim</i>		estável
	F1	F3	Eq.A.35	F1A	F2	
1/2"	0.27	0.51	-0.21	0.26	0.69	não
7/16"	0.43	0.51	-0.06	0.41	0.86	não
3/8"	0.76	0.52	0.26	0.69	1.67	sim

Tabela C.5A - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 3 - Análise da operação (cont.)

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 3/8" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.2 - mandril HP com válvula de pressão de 1 1/2" x 3/8" a 1845 m

Δl mínimo = 4.2 kgf/cm²

Δl_{lim} = 5.3 kgf/cm²

LG	q _{gireq}	P _t	P _{vo}	P _c	Δl_v	q _{gdisp}	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	m ³ /d	
1	83756	102.79	110.68	115.60	4.92	83756	sim
2	80981	100.62	111.06	115.51	4.45	80981	sim
3	77923	98.23	111.48	115.50	4.02	77923	sim
4	75653	96.49	111.78	115.53	3.75	75653	sim
5	73204	94.67	112.09	115.59	3.50	73204	sim
6	71104	93.20	112.35	115.60	3.25	69926	não

Alt.2 - mandril F12 com válvula de orifício de 1 1/2" x 3/8" a 1988 m

LG	q _{gi}	P _t	P _c	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	
7	71882	100.55	109.18	sim
8	67964	97.87	105.81	sim
9	63297	94.69	101.84	sim
10	59659	92.33	98.86	sim
11	57396	90.96	97.12	sim
12	55541	90.00	95.83	sim

Tabela C.6 - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 4 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna em função do Δl inicial de projeto
 válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/2" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

 Δl mínimo igual a 5.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	412.6	HO	1 1/2" x 3/8"	1876	-	-	96.0	11.2
2	422.0	HP	1 1/2" x 1/2"	1910	127.9	5.0	96.0	9.5
		F12	1 1/2" x 3/8"	1970	-	-	89.0	8.6

Obs: Alt.2 calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre HP e F12 de 105 m.
 (profundidade mínima para o mandril F12 seria de 2015 m)

 Δl mínimo igual a 5.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	412.6	HO	1 1/2" x 3/8"	1876	-	-	96.0	11.2
2	427.9	HP	1 1/2" x 1/2"	1943	127.9	5.5	96.0	7.7
		F12	1 1/2" x 7/16"	2019	-	-	88.5	5.2

Obs: Alt.2 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F12 de 85 m.
 (profundidade mínima para o mandril F12 seria de 2028 m)

 Δl mínimo igual a 6.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{rt} kgf/cm ²
1	412.6	HO	1 1/2" x 3/8"	1876	-	-	96.0	11.2
2	431.0	HP	1 1/2" x 1/2"	1968	127.8	6.0	96.0	6.4
		F12	1 1/2" x 1/2"	2038	-	-	88.0	3.4

Obs: Alt.2 calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre HP e F12 de 71 m.
 (profundidade mínima para o mandril F12 seria de 2039 m)

Tabela C.6A - Poço típico 1 - IP = 25 m³/d/kgf/cm² - Caso 4 - Análise da operação

válv. de 1 1/2" - diâm. máx. de sede: 1/2" (válvulas de pressão) e 1/2" (válvulas de orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.2 - mandril HP com válvula de pressão de 1 1/2" x 1/2" a 1968 m

Δl mínimo = 6.0 kgf/cm²

Δl_{lim} = 8.5 kgf/cm²

LG	q _{greq}	P _t	P _{vo}	P _c	Δl_v	q _{gdisp}	operação normal
	m ³ /d	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	kgf/cm ²	m ³ /d	
1	86113	110.40	109.71	116.81	7.10	86113	sim
2	83295	108.09	110.53	116.59	6.06	83295	sim
3	80347	105.71	111.38	116.62	5.24	80347	sim
4	78208	104.05	111.96	116.75	4.79	78208	sim
5	75913	102.33	112.58	116.81	4.23	73147	não
6	73986	100.99	113.05	116.81	3.76	67245	não

Tabela C.7 - Poço típico 2 com ANS - Caso 1 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna

diâm. máx. das válvulas: 1 1/2" x 1/4" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício)

 Δl mínimo igual a 2.5 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	p _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_n kgf/cm ²
1	236.3	HO	1 1/2" x 5/16"	2119	-	-	96.0	21.4
2	242.5	HP	1 1/2" x 1/4"	1801	96.9	2.5	96.0	39.4
		F12	1" x 5/16"	2473	-	-	91.5	13.5
3	250.6	HP	1 1/2" x 1/4"	1801	96.9	2.5	96.0	39.4
		F13	1 1/2" x 1/4"	2118	93.4	2.5	91.5	28.5
		F23	1" x 5/16"	2579	-	-	87.0	10.3
4	234.4	HP	1 1/2" x 1/4"	1801	96.9	2.5	96.0	39.4
		F14	1 1/2" x 1/4"	1971	92.9	2.5	91.5	31.7
		F24	1 1/2" x 1/4"	2194	89.0	2.5	87.0	23.7
		F34	1" x 1/4"	2406			82.5	16.9
5	227.2	HP	1 1/2" x 1/4"	1801	96.9	2.5	96.0	39.4
		F15	1 1/2" x 1/4"	1901	92.6	2.5	91.5	33.3
		F25	1 1/2" x 1/4"	2050	88.5	2.5	87.0	26.8
		F35	1 1/2" x 1/4"	2127	84.0	2.5	82.5	21.8
		F45	1 1/2" x 1/4"	2258	-	-	78.0	16.4

Obs: Alt.3 a 5 calculadas sem restrição de espaçamento mínimo em relação ao HP (437m)
(profundidade mínima para os mandris F13, F14 e F15 seria de 2238 m)

Tabela C.8 - Poço típico 2 com ANS - Caso 5 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna

diâm. máx. das válvulas: 1 1/2" x 3/8" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício)

 Δl mínimo igual a 4.1 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof. Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	236.3	HO	1 1/2" x 5/16"	2119	-	-	96.0	21.4
2	291.5	HP	1 1/2" x 3/8"	2262	106.8	4.1	96.0	12.6
		F12	1" x 5/16"	2443	-	-	89.9	13.3

Obs: Alt.3 não calculada pela restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 140 m.
(profundidade mínima para os mandril F13/F14 e F15 seria de 2402 m)

Tabela C.8A - Poço típico 2 com ANS - Caso 5 - Análise da operação

diâm. máx. das válvulas: 1 1/2" x 3/8" (pressão) e 1" x 5/16" (pressão e orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:**Alt.2 - mandril HP com válvula de pressão de 1 1/2" x 3/8" a 2262 m** $\Delta l_{\text{mínimo}} = 4.1 \text{ kgf/cm}^2$ $\Delta l_{\text{lim}} = 5.3 \text{ kgf/cm}^2$

LG	$q_{g\text{ireq}}$	P_t	P_{vo}	P_c	Δl_v	$q_{g\text{disp}}$	operação normal
	m^3/d	kgf/cm^2	kgf/cm^2	kgf/cm^2	kgf/cm^2	m^3/d	
1	83674	104.36	111.86	116.98	5.12	83674	sim
2	79867	101.89	112.29	116.83	4.54	79867	sim
3	75062	98.82	112.82	116.78	3.96	75062	sim
4	71181	96.37	113.25	116.80	3.55	71181	sim
5	62177	90.82	114.21	116.98	2.77	61088	não
6	58437	88.56	114.61	116.98	2.37	54148	não

Alt.2 - mandril F12 com válvula de orifício de 1" x 5/16" a 2443 m

LG	q_{gi}	P_t	P_c	operação normal
	m^3/d	kgf/cm^2	kgf/cm^2	
7	61618	97.66	110.91	sim
8	58011	95.28	107.33	sim
9	48997	89.40	98.60	sim
10	44798	86.70	94.64	sim
11	40589	84.00	90.74	sim
12	38062	82.39	88.46	sim

Tabela C.9 - Poço típico 2 com ANS - Caso 6 - Colunas de GLC

Especificação das alternativas de coluna

diâm. máx. das válvulas: 1" x 1/4" (pressão) e 1" x 5/16" (orifício)

 Δl mínimo igual a 9.0 kgf/cm²

Alt.	N _{po} m ³ /d	Mandril	Válvula	Prof.Vert. m	P _{cal80} kgf/cm ²	Δl kgf/cm ²	P _{opsup} kgf/cm ²	Δp_{π} kgf/cm ²
1	236.3	HO	1" x 5/16"	2119	-	-	96.0	21.4
2	228.5	HP	1" x 1/4"	1801	98.0	9.0	96.0	39.4
		F12	1" x 5/16"	2352	-	-	85.0	12.4
3	210.9	HP	1" x 1/4"	1801	98.0	9.0	96.0	39.4
		F13	1" x 1/4"	2021	87.5	9.0	85.0	25.7
		F23	1" x 1/4"	2193	-	-	74.0	14.8

Obs: Alt.3 calculada sem restrição de espaçamento mínimo entre HP e F13 de 437 m.
(profundidade mínima para o mandril F13 seria de 2238 m)

Tabela C.9A - Poço típico 2 com ANS - Caso 6 - Análise da operação

diâm. máx. das válvulas: 1" x 1/4" (pressão) e 1" x 5/16" (orifício)

Análise de estabilidade e operação em todas as condições futuras:

Alt.3 - mandril F23 com válvula de orifício de 1" x 1/4" a 2193 m

LG	q_{gi}	P_t	P_c	operação normal
	m^3/d	kgf/cm^2	kgf/cm^2	
9	38067	74.32	89.11	sim
10	33641	71.81	83.78	sim
11	29193	69.29	78.64	sim
12	26519	67.77	75.69	sim

Parâmetros da análise de estabilidade nas condições do LG9:

Critério de Alhanati *et al* (1993): resultado da Eq. A.35 $> 0 \implies$ condições estáveis
 Critério de Asheim (1988) : se $F1A$ ou $F2 > 1 \implies$ condições estáveis

Sede	Alhanati <i>et al</i>			Asheim		estável
	F1	F3	Eq.A.35	F1A	F2	
5/16"	0.81	0.22	-0.03	0.73	0.82	não
1/4"	1.89	0.22	0.83	1.55	-0.40	sim

ANEXO D - Tabela de conversão de unidades para o Sistema Internacional (SI)

Para converter de	para	multiplicar por	
°R	K	5.555555	E-01
d	s	86400	E+00
ft ³	m ³	2,831685	E-02
in	m	2,54	E-02
in ²	m ²	6.4516	E-04
kgf/cm ²	Pa	9.806650	E+04
lbf	N	4.448222	E+00
lbm/ft ³	kg/m ³	1.601846	E+01
psi	Pa	6.894757	E+03