

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

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia de Campinas
Como Requisito Parcial à Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR
EM ÁREAS DE GRANDES LÂMINAS D'ÁGUA:
DIMENSIONAMENTO DAS LINHAS E DO
MÉTODO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

*Este exemplar corresponde a Redação Final da Tese
defendida pelo Eng. Sérgio Fonseca Candido e aprovada
pela Comissão Julgadora em 31/05/89*



Autor : Sérgio Fonseca Candido

Orientador : José Tomaz Vieira Pereira

26/89

Maio, 1989

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

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

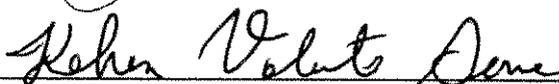
A dissertação "Sistemas de Produção de Petróleo no Mar em Áreas de Grandes Lâminas d'Água: Dimensionamento das Linhas e do Método de Elevação Artificial", elaborada por Sérgio Fonseca Candido e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora, foi aceita pela Sub-comissão de Pós-graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 31 de Maio de 1989

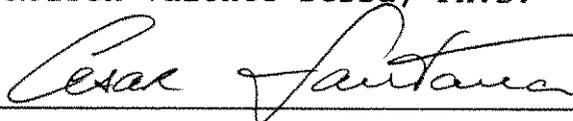
Banca Examinadora



José Tomaz Vieira Pereira, Ph.D.



Kelsen Valente Serra, Ph.D.



// Osvair Vidal Trevisan, Ph.D.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. José Tomaz Vieira Pereira, por seu interesse, sua dedicação e valiosíssima orientação.

Ao Eng. Glauco Barbosa de Andrade, pela sugestão do tema da tese e por sua colaboração, seu apoio e incentivo.

Aos professores que formaram a banca examinadora, pelas sugestões fornecidas.

Aos Engenheiros da Divisão Regional de Óleo da Região de Produção do Sudeste, pela colaboração prestada.

A todos os professores e funcionários do Curso de Mestrado em Engenharia de Petróleo, pela dedicação e colaboração prestadas.

À Petróleo Brasileiro S.A., pela indispensável assistência e pela oportunidade que me concedeu em participar deste Curso de Mestrado.

A todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Com a descoberta de petróleo no subsolo marinho, em áreas de grandes lâminas d'água, tem-se buscado a melhor alternativa técnico-econômica para a sua produção e escoamento.

Este trabalho, voltado inteiramente aos sistemas de produção para águas profundas, apresenta o dimensionamento das linhas de produção, aponta a elevação pneumática como a melhor alternativa para elevação artificial e sugere um método que conta apenas com uma válvula de orifício (operadora), aumentando a confiabilidade do sistema e minimizando os custos com sondas e perdas de produção.

Para melhor esclarecer seus objetivos e resultados, o trabalho apresenta ainda o projeto aplicado a um poço-tipo, representativo dos campos de Albacora e Marlim (Bacia de Campos, RJ).

ABSTRACT

Due to oil discoveries in deep waters there is a continuous search for the best economical/technical alternative to produce it.

This work was concerned with oil production systems for deep waters and selected gas-lift as the best alternative for artificial lift, suggesting a method with only one orifice gas-lift valve. With this method the system's reliability increases, minimizing workover rig's costs and production losses. Flowline design is also presented.

The proposed method was presented with field data from a Albacora/Marlim well design.

ÍNDICE

| | Página |
|--|--------|
| LISTA DE FIGURAS | viii |
| LISTA DE TABELAS | xii |
| Capítulo | |
| I. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1) O Problema | |
| 1.2) Objetivos do Trabalho | |
| II. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR (<i>OFF SHORE</i>) | 5 |
| 2.1) Conceituação | |
| 2.2) Bacia de Campos | |
| 2.3) Terminologia | |
| 2.4) Considerações sobre Exploração em Águas Profundas | |
| III. A IPR | 17 |
| 3.1) Conceituação | |
| 3.2) Vogel e Fetkovich | |
| 3.3) O índice de Produtividade | |
| 3.4) Índice de Produtividade Absoluto | |
| 3.5) Curva de IPR Futura | |
| 3.6) A IPR Futura Segundo Fetkovich | |
| IV. POÇO-TIPO | 32 |
| V. DIMENSIONAMENTO DAS LINHAS DO SISTEMA | 35 |
| 5.1) Generalidades | |
| 5.2) A TPR | |
| 5.3) A TPR do Poço-tipo | |
| 5.4) A Configuração das Linhas do Poço-tipo | |

5.5) Perdas de Carga Localizadas

| Capítulo | Página |
|---|--------|
| 5.6) As IPRs Futuras | |
| VI. A ELEVAÇÃO ARTIFICIAL | 75 |
| 6.1) Generalidades | |
| 6.2) A Escolha do Método | |
| 6.3) O Método de <i>Gas-lift</i> sem Válvulas | |
| 6.4) Início da Injeção de Gás | |
| 6.5) Determinação da Profundidade do Ponto de Injeção | |
| 6.6) Cálculo da Pressão de Descarga do Compressor | |
| 6.7) Cálculo da Potência do Compressor | |
| 6.8) Dimensionamento da Válvula de Orifício no Ponto de Injeção | |
| 6.9) Pressão Necessária para o <i>Kick off</i> | |
| 6.10) Potência do <i>Booster</i> | |
| 6.11) Previsão de Formação de Hidratos | |
| VII. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES | 126 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 130 |
| BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR | 133 |

LISTA DE FIGURAS

| Figura | Página |
|---|--------|
| 2.1. Perfil do mar na Bacia de Campos | 7 |
| 2.2. Esquema de um Sistema Flutuante de Produção (SFP) com poço satélite, apresentando os termos designados para cada equipamento | 10 |
| 2.3. Sugestão para Sistemas de Produção em águas profundas | 15 |
| 2.4. Sistema <i>Layaway</i> de completação com árvore-de-natal molhada | 16 |
| 3.1. IPR com pressões abaixo do ponto de bolha | 18 |
| 3.2. IPR com pressões acima do ponto de bolha | 18 |
| 3.3. A curva de IPR | 20 |
| 3.4. Fluxo radial em reservatório horizontal | 23 |
| 3.5. Deterioração da produtividade com o aumento da produção acumulada (N_p) | 27 |
| 3.6. Deterioração da IPR em reservatório sub-saturado | 28 |
| 4.1. Exemplo de configuração média dos poços a serem completados nos campos de Albacora e Marlim ... | 33 |
| 4.2. IPRs atual e futuras do reservatório ao qual corresponde o poço-tipo | 34 |
| 5.1. A curva de <i>Tubing Performance Relationship</i> (TPR) | 36 |
| 5.2. Comparação entre as curvas de pressão disponível (IPR) e pressão requerida (TPR) no fundo do poço | 37 |

| | |
|---|----|
| 5.3. Gradiente de pressão para as linhas de escoamento. Utilizada a correlação de Orkiszewski no <i>Riser</i> e no <i>Tubing</i> | 41 |
| 5.4. Gradiente de pressão para as linhas de escoamento. Correlações de Beggs-Brill e Hagedorn-Brown pa- ra o <i>Riser</i> e o <i>Tubing</i> | 42 |
| 5.5. Gradiente de temperatura dos fluidos no <i>Tubing</i> , pela correlação de Shiu | 46 |
| 5.6. Gradiente de temperatura dos fluidos no <i>Flowline</i> | 49 |
| 5.7. Gradiente de temperatura dos fluidos no <i>Riser</i> , pela correlação de Shiu | 51 |
| 5.8. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 4" e <i>Flowline</i> de 4" | 54 |
| 5.9. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 4" e <i>Flowline</i> de 6" | 55 |
| 5.10. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 4" e <i>Flowline</i> de 8" | 56 |
| 5.11. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 6" e <i>Flowline</i> de 4" | 57 |
| 5.12. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 6" e <i>Flowline</i> de 6" | 58 |
| 5.13. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 6" e <i>Flowline</i> de 8" | 59 |
| 5.14. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 8" e <i>Flowline</i> de 4" | 60 |
| 5.15. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 8" e <i>Flowline</i> de 6" | 61 |

| | |
|--|----|
| 5.16. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Riser</i> de 8" e <i>Flowline</i> de 8" | 62 |
| 5.17. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Tubing</i> de 4 ¹ / ₂ " e <i>Riser</i> de 4" | 65 |
| 5.18. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Tubing</i> de 4 ¹ / ₂ " e <i>Riser</i> de 6" | 66 |
| 5.19. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Tubing</i> de 4 ¹ / ₂ " e <i>Riser</i> de 8" | 67 |
| 5.20. Curvas de TPR do poço-tipo para <i>Tubing</i> de 4 ¹ / ₂ " e <i>Flowline</i> de 6" | 69 |
| 5.21. Gráfico com as curvas de TPR e IPR do poço-tipo . | 71 |
| 5.22. Curvas de IPR e TPR do poço-tipo | 74 |
| 6.1. Sistema de produção por <i>Gas-lift</i> contínuo | 78 |
| 6.2. Válvula de pressão com fole carregado de nitrogê- nio | 80 |
| 6.3. Concepção do Método de <i>Gas-lift</i> sem Válvulas | 82 |
| 6.4. O Sistema de <i>Gas-lift</i> sem Válvulas | 85 |
| 6.5. Gráfico do gradiente de pressão do escoamento <i>versus</i> vazão de gás injetada | 88 |
| 6.6. Curvas de TPR e IPRs do poço-tipo | 91 |
| 6.7. Carta de registro da pressão do gás no anular de um poço, onde o diâmetro do orifício da válvula é maior que o <i>choke</i> de injeção de gás | 93 |
| 6.8. Gradiente de pressão disponível para pressão de fluxo no fundo igual a 180 kgf/cm ² | 96 |
| 6.9. Gradientes de pressão disponível e requerida ao longo do escoamento | 98 |
| 6.10. Gráfico de Profundidade do ponto de injeção ver- | |

| | |
|---|-----|
| sus RGLI para o poço-tipo | 102 |
| 6.11. Gráfico da Vazão de gás injetado <i>versus</i> RGLI | 104 |
| 6.12. Gradiente de pressão do fluxo monofásico do gás de injeção ao longo das linhas | 108 |
| 6.13. Gráfico da Pressão de descarga do compressor <i>ver-</i> <i>sus</i> RGLI | 110 |
| 6.14. Gráfico da Potência do compressor <i>versus</i> RGLI ... | 113 |
| 6.15. Gráfico com os gradientes de pressão do gás de injeção e do escoamento dos fluidos de produção | 116 |

LISTA DE TABELAS

| Tabela | Página |
|---|--------|
| 6.1. Profundidade do ponto de injeção de gás <i>versus</i> RGLI, para um projeto de <i>gas-lift</i> do poço-tipo | 101 |
| 6.2. Pressão de descarga do compressor <i>versus</i> RGLI .. | 106 |
| 6.3. Potência do compressor <i>versus</i> RGLI | 112 |

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

1.1) O PROBLEMA

A produção de petróleo no mar em áreas de grandes lâminas d'água está deixando de ser um futuro promissor para se tornar uma brilhante realidade. E isto se deve aos esforços realizados na busca de tecnologia capaz de vencer os obstáculos que até agora vinham se mostrando imbatíveis.

Há que se destacar o pioneirismo da tecnologia nacional, calcada nos trabalhos da Petrobrás, nesse mergulho rumo às águas profundas. Diante da necessidade de alcançar a auto-suficiência na produção de petróleo, fato este aliado às descobertas dos campos gigantes de Albacora e Marlim, têm-se investido tenazmente naquela direção, objetivando-se maiores conquistas na esfera tecnológica. Com isso cresce a urgência de novos e mais precisos projetos que tratem a respeito da produção de petróleo para os poços localizados nessas áreas onde o solo marinho está muito abaixo da superfície das águas.

As pesquisas até agora realizadas, podendo-se incluir a presente dissertação, apontam para alguns aspectos que têm diferenças significativas em relação à produção em águas rasas e médias, exigindo portanto melhores dimensionamentos dos equipamentos que integrarão os sistemas de produção para as grandes lâminas d'água.

O desenvolvimento de tais sistemas de produção tem sido a

principal meta dos pesquisadores, que buscam na sua forma definitiva um projeto que permita colocar em produção estes poços em águas profundas.

Todavia, apesar desse avanço, outras barreiras ainda estão por ser vencidas na busca do domínio sobre a produção a grandes profundidades. Dentre tais, destaca-se a elevação artificial que, conforme demonstrado adiante, exige alterações buscando evitar intervenções nos poços, devido aos grandes custos das sondas que operam sobre essas profundidades.

Para tal, este trabalho visa principalmente contribuir com mais algumas informações que sirvam de apoio aos projetos de produção de petróleo no mar em áreas de grandes lâminas d'águas.

1.2) OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho tem um objetivo principal prático e imediato: desenvolver um método de elevação artificial para produção dos campos de petróleo de Albacora e Marlim, na Bacia de Campos. Aceita-se como sugestão o princípio de que os poços serão satélites, com completação submarina, conforme ilustrado pela Figura 2.2.

A decisão de se fixar unicamente nesses campos, pode ser justificada com o fato de haver grande necessidade, de desenvolvimento do imenso potencial ali existente, ampliando-se substancialmente as reservas de óleo e gás do país.

É fato, no entanto, que ao se restringir os objetivos do trabalho, apontando-os para fins menos universais, consegue-se, em contrapartida, torná-lo mais prático e realista.

Cabe ressaltar ainda que, mesmo visando aparentemente um objetivo mais específico, grande parte do tema desenvolvido tem plena aplicação num universo mais amplo, pois quando se diz que a meta principal é abordar os casos de Albacora e Marlim, refere-se apenas ao fato de que os exemplos aqui desenvolvidos e estudados são os representativos daqueles campos, não significando porém que estas formulações não possam ser aplicadas a qualquer caso, desde, é claro, que atendam às hipóteses que estão sendo empregadas nesta situação.

Dentro deste escopo foram desenvolvidos os seguintes itens:

- Decisão sobre a melhor configuração de diâmetros para as linhas, baseada nas curvas de pressão disponível e de pressão requerida no fundo do poço *versus* vazão de óleo, em condições de superfície (IPR e TPR);

- Cálculo dos gradientes de temperatura e de pressão do fluxo multifásico; e

- Decisão sobre o método de elevação artificial e, a partir daí, os dimensionamentos e cálculos necessários ao seu projeto.

CAPÍTULO II: PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR (OFF SHORE)

2.1) CONCEITUAÇÃO

2.1.1) Plataforma Continental

A Plataforma Continental é a faixa de solo marinho que se estende desde a costa até a região onde se acentua abruptamente o declive do fundo do mar, ou seja, o início do Talude.

A produção de petróleo nessa área, embora recente no Brasil, já contribui com mais de 60% do total do óleo extraído no país, o que, por si só, é suficiente para convalidar todos os esforços feitos no sentido de aperfeiçoamento da tecnologia necessária a essa atividade, que traz consigo diferenças muito significativas em relação à produção de petróleo em poços terrestres (*on shore*).

2.1.2) Águas Profundas

Convencionou-se chamar a região de lâminas d'água de até 200 metros de águas rasas; águas intermediárias para profundidades entre 200 e 400 metros; e de águas profundas a região onde o solo marinho está a mais de 400 metros abaixo da superfície da água.¹

2.2) BACIA DE CAMPOS

Em particular, na Bacia de Campos, a plataforma continental vai até lâminas d'água de cerca de 200/250 metros o que, em média ocorre a aproximadamente 80/90 quilômetros da costa (Figura 2.1). Além desse ponto, isto é, no talude, em águas de 200 a 500 metros, foram descobertas novas formações portadoras de hidrocarbonetos, que já se mostraram economicamente viáveis, bastando para isso, colocar em produção tais jazidas.

Vale ressaltar que, além daqueles casos de formações em águas intermediárias, foi comprovada mais recentemente, a existência de dois chamados "Campos Gigantes" de petróleo, localizados na sua quase totalidade em águas profundas. São eles: Albacora e Marlim. Sabe-se que eles justificam o nome de gigantes, pois as suas reservas juntas equivalem a aproximadamente toda a reserva nacional atual.^{1,2}

Assim, tornou-se imperioso desenvolver técnicas viáveis, que possibilitem colocar em produção, novos poços para o aproveitamento desse imenso potencial petrolífero.

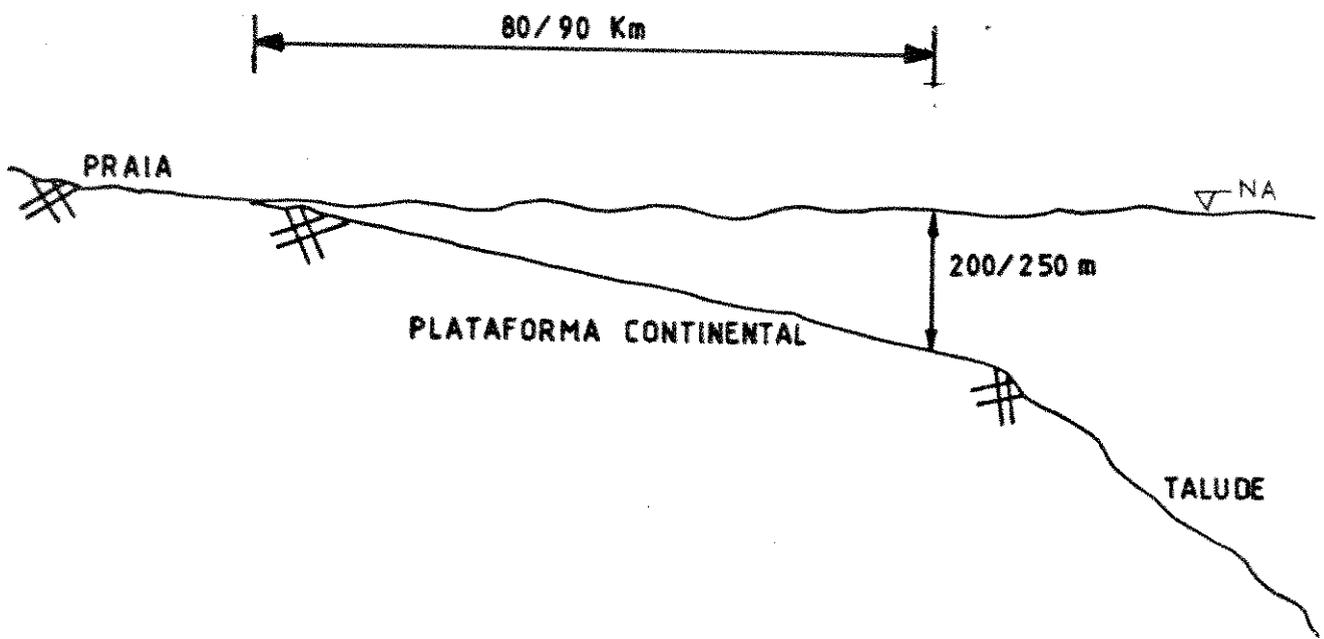


FIGURA 2.1: Perfil do mar na Bacia de Campos

2.3) TERMINOLOGIA

Com o surgimento da produção de petróleo no mar, alguns termos foram engajados ao vocabulário já bem peculiar do mundo do petróleo. São apresentados a seguir, a título de esclarecimento, alguns deles que serão usados no presente trabalho, sendo que destes uns são comuns também à produção terrestre.

2.3.1) Sistemas Flutuantes de Produção (SFP)

São assim chamados os sistemas de produção de petróleo montados em plataformas semi-submersíveis. Tais plataformas são ancoradas em determinada locação e recebem os fluidos produzidos por poços localizados nas proximidades, conforme ilustrado na Figura 2.2. Na plataforma dispõe-se de planta de separação de gás, óleo e água, além das condições de exportação do óleo e do gás produzidos e daquelas destinadas ao tratamento e descarte da água.

Por permanecerem por longos períodos na mesma locação, eles também são chamados de Sistemas Estacionários de Produção.

2.3.2) Poços Satélites

São poços com completação submarina, ou seja, foi utilizada árvore-de-natal molhada assentada no fundo do mar, sendo que tal equipamento, que corresponde à cabeça do poço, não tem necessariamente a mesma locação da plataforma. (Figura 2.2). Foram mantidos os termos originais para designar as linhas por onde escoam a produção, quais sejam, *tubing*, *flowline*

e riser, visto serem estas as formas mais comuns com as quais eles foram integrados ao nosso vocabulário de petróleo.

2.3.3) Etapas de Fluxo (Figura 2.2)

2.3.3.1) Recuperação

É o fluxo de fluidos que ocorre dentro da formação produtora de hidrocarbonetos, do reservatório para o interior do poço.

2.3.3.2) Elevação

É o fluxo ascendente (vertical ou inclinado) de fluidos desde o intervalo produtor até a cabeça do poço. Considera-se, também como elevação, o fluxo através do *flowline* e do *riser* até o *manifold* na plataforma, que vem a ser um conjunto de válvulas arranjadas em "árvore", que permite dar ao fluxo a direção desejada: separador, separador de teste ou queimador, por exemplo.

2.3.3.3) Coleta

É o fluxo de fluidos na linha de superfície desde o *manifold* até o separador.

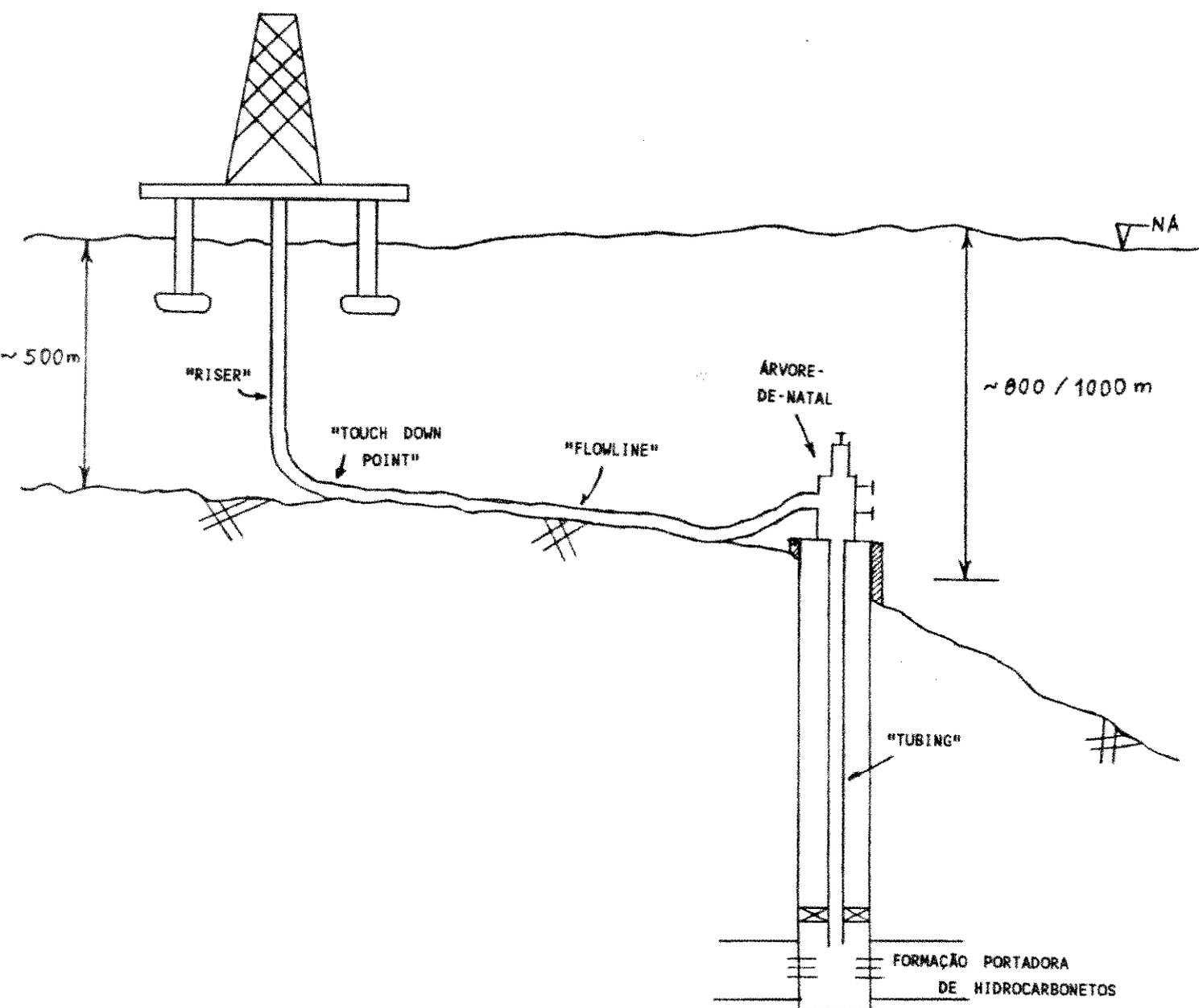


FIGURA 2.2: Esquema de um Sistema Flutuante de Produção (SFP) com poço satélite, apresentando os termos designados para cada equipamento.

2.3.4) Métodos de Produção

2.3.4.1) Elevação Natural

Ocorre quando a energia natural do reservatório é suficiente para conduzir os fluidos produzidos desde o fundo até a superfície. Os poços que produzem por este método são chamados surgentes.

2.3.4.2) Elevação Artificial

Ocorre quando a energia do reservatório não é suficiente para conduzir os fluidos produzidos, desde o fundo do poço até os separadores de produção, isto é, a pressão no fundo não é suficiente para vencer todas as perdas de carga para a vazão de fluidos desejada. Existe, por conseqüência, a necessidade de se promover um aumento adicional na pressão de fundo ou uma redução nas perdas de carga ao longo do escoamento.

Dessa forma, definimos dois tipos de Elevação Artificial:

2.3.4.2.1) Bombeio

Quando a elevação é feita mediante um aumento da pressão de fundo. Esse acréscimo de pressão é fornecido por uma bomba instalada próxima ao fundo do poço.

2.3.4.2.2) Gas-lift Contínuo

Quando a elevação é feita mediante uma redução significativa no valor das perdas de pressão entre o fundo e a superfície. Para isto, utiliza-se injeção contínua de gás em algum ponto da coluna de produção com a finalidade de reduzir a

densidade média dos fluidos produzidos, diminuindo-se consideravelmente a coluna hidrostática.

Cumpre-se notar que o *Gas-lift* Intermitente pode ser entendido como um Bombeio Pneumático onde a golfada de óleo é enviada balisticamente até a superfície mediante uma vazão instantânea de gás elevada. É comumente utilizado em poços de baixa vazão de líquidos.

2.4) CONSIDERAÇÕES SOBRE EXPLORAÇÃO EM ÁGUAS RASAS E PROFUNDAS

É necessário salientar que existem diferenças decisivas entre os projetos desenvolvidos para águas rasas e aqueles destinados às áreas onde a lâmina d'água ultrapassa os 400 metros! De imediato pode-se destacar, que até esse limite de profundidade, as operações podem contar com a assistência de mergulhadores. Isto simplifica bastante as ferramentas necessárias para operar os equipamentos assentados no fundo do mar. Outros aspectos que distinguem um caso do outro, são:

Perfuração

Devido a locação ser em águas profundas, o solo marinho, em geral, apresenta declive muito acentuado. O assentamento da base guia, que é o passo inicial na perfuração, já é feito com alguns problemas, como por exemplo a manutenção da horizontalidade desse equipamento, condição relevante para se garantir o perfil do poço.

Outro aspecto muito importante é o econômico. Poços em águas profundas são perfurados por navios-sonda de posicionamento dinâmico que são bem mais caros que as sondas convencionais para perfurações em águas rasas.

Produção

Um aspecto é a impossibilidade de utilização de plataformas fixas, que são normalmente empregadas em áreas de lâminas d'água de cerca de 150 metros.

A Figura 2.3 nos apresenta uma sugestão que consistiria no lançamento de jaquetas submersas, que permitiriam às árvores-de-natal molhadas convencionais serem instaladas a profundidades alcançáveis por mergulhadores (aproximadamente 400 metros). As facilidades de produção estariam disponíveis em um SFP ancorado em águas mais rasas, mantendo-se os poços como satélites.

Sem dúvida esta é uma configuração de elevadíssimos custos, pois em alguns casos ter-se-ia, por exemplo, jaquetas de 300/400 metros de altura, devendo ser assentadas em águas de 700/800 metros, exigindo ainda operações bem complexas.

Quanto a este aspecto, entretanto, a Petrobrás, uma vez mais, se destacou no cenário mundial de petróleo, ao concluir com êxito as operações para instalação de árvores-de-natal molhadas, que permitiram entrar em produção alguns poços da Bacia de Campos, utilizando um sistema que não emprega o auxílio de mergulhadores (*diverless*) nas conexões necessárias para o assentamento dos equipamentos da cabeça do poço no solo marinho. Tal sistema (*Layaway*)³, consiste basicamente em se fazer a conexão da árvore-de-natal à linha flexível de produção e ir descendo o conjunto amparado por cabos guias até o seu travamento junto à cabeça do poço. (Figura 2.4)

Esta grandiosa contribuição tecnológica permite-nos agora contar com a produção de petróleo dos campos gigantes de Albacora e Marlim, dada a vasta abrangência, em termos de

lâmina d'água, do novo método de completção submarina.

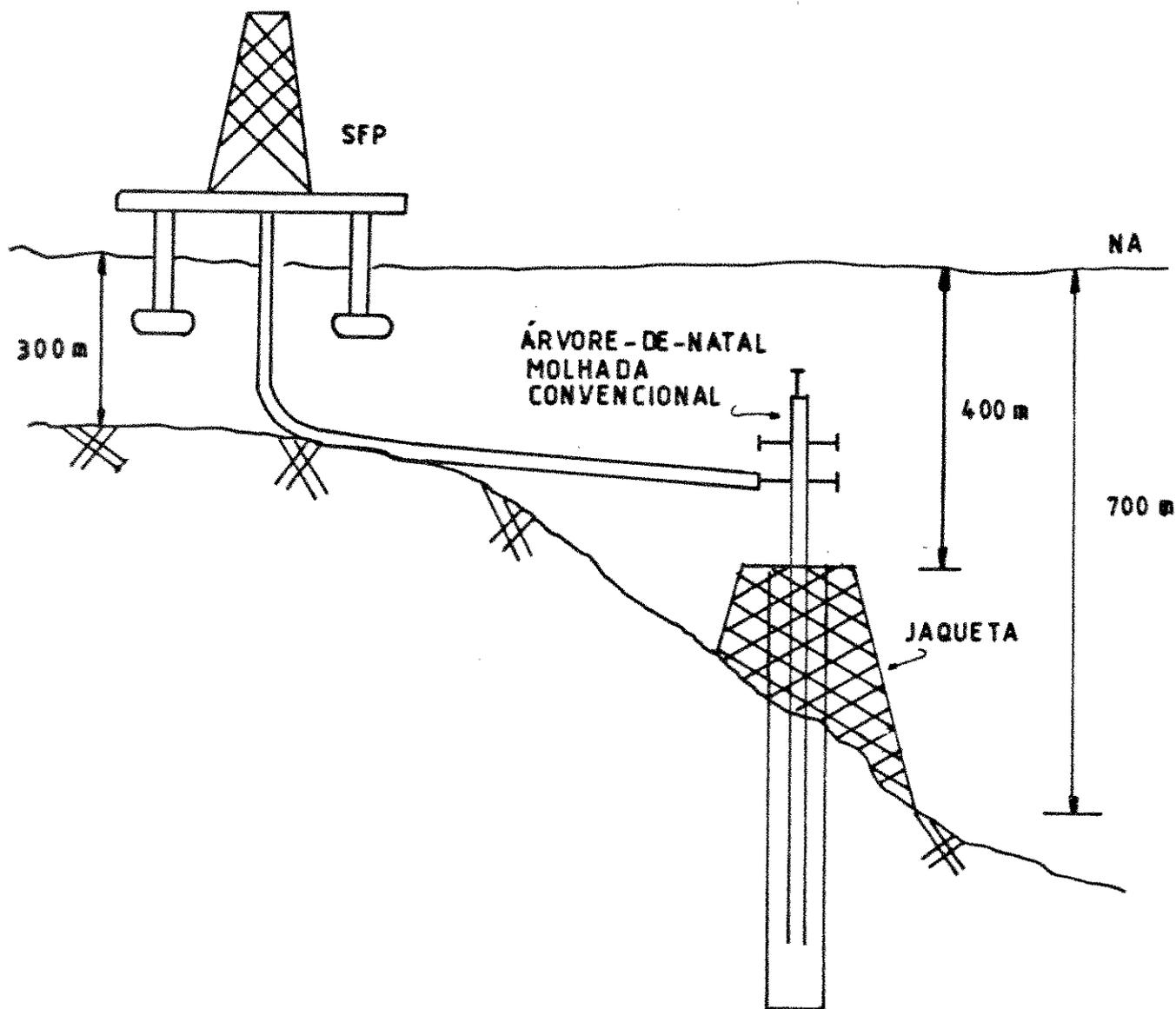


FIGURA 2.3: Sugestão para Sistemas de Produção em águas profundas.

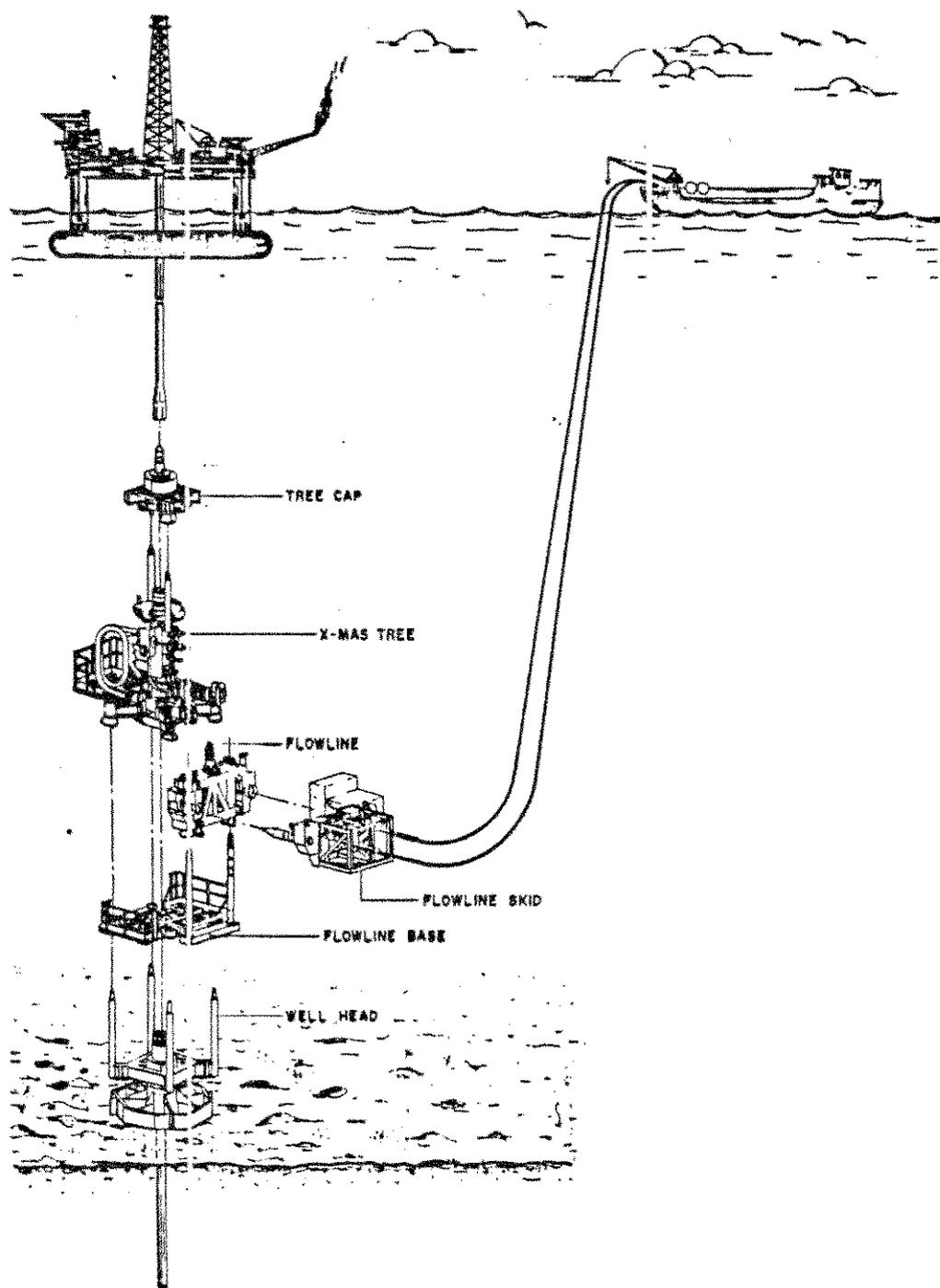


FIGURA 2.4: Sistema Layaway de completação com árvore-de-natal molhada.

3.1) CONCEITUAÇÃO

A curva de pressão disponível no fundo do poço *versus* vazão de óleo em condições de superfície (*Inflow Performance Relationship - IPR*) é função da energia do reservatório⁴; isto é, depende diretamente de seus parâmetros, como permeabilidade, pressão média e mecanismo de fluxo e das propriedades dos fluidos ali presentes (viscosidade, pressão capilar, etc).

Dados reais de campo⁵ mostram que essa curva tem comportamento distinto para pressões abaixo e acima do ponto de bolha, conforme mostram as Figuras 3.1 e 3.2.

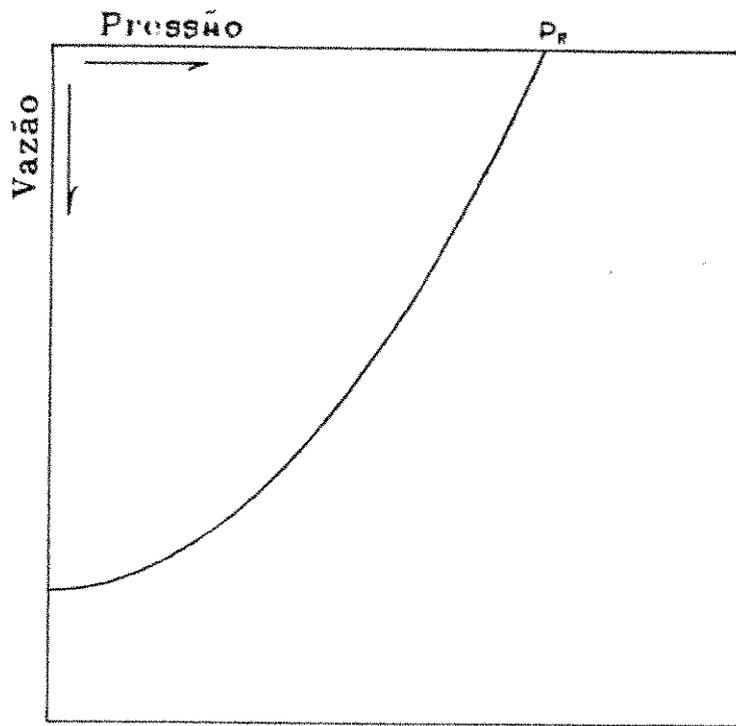


FIGURA 3.1: IPR com pressões abaixo do ponto de bolha.

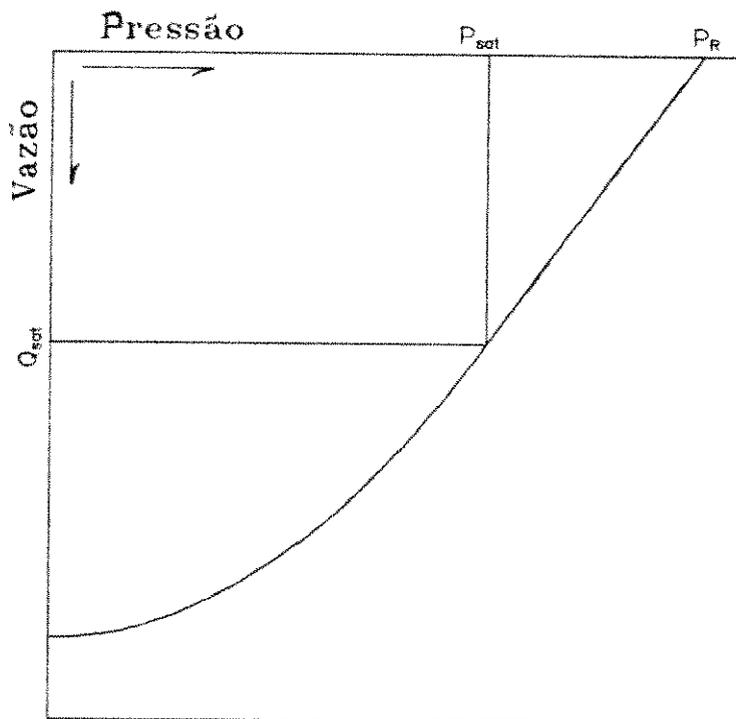


FIGURA 3.2: IPR com pressões acima do ponto de bolha.

3.2) VOGEL E FETKOVICH

Da literatura destacam-se dois autores com trabalhos realizados no sentido de exprimir analiticamente o comportamento dos reservatórios, através do estudo das curvas de IPR, quais sejam: Vogel⁶ e Fetkovich⁷.

Do trabalho de Vogel resultou a equação:

$$\frac{Q_o}{Q_{o_{max}}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (3.1)$$

Onde: P_{wf} = Pressão de fluxo disponível no fundo do poço
 P_R = Pressão estática média do reservatório
 Q_o = Vazão de óleo, em condições de superfície
 $Q_{o_{max}}$ = Vazão máxima de óleo, em condições de superfície, obtida se a pressão de fluxo no fundo do poço fosse nula.

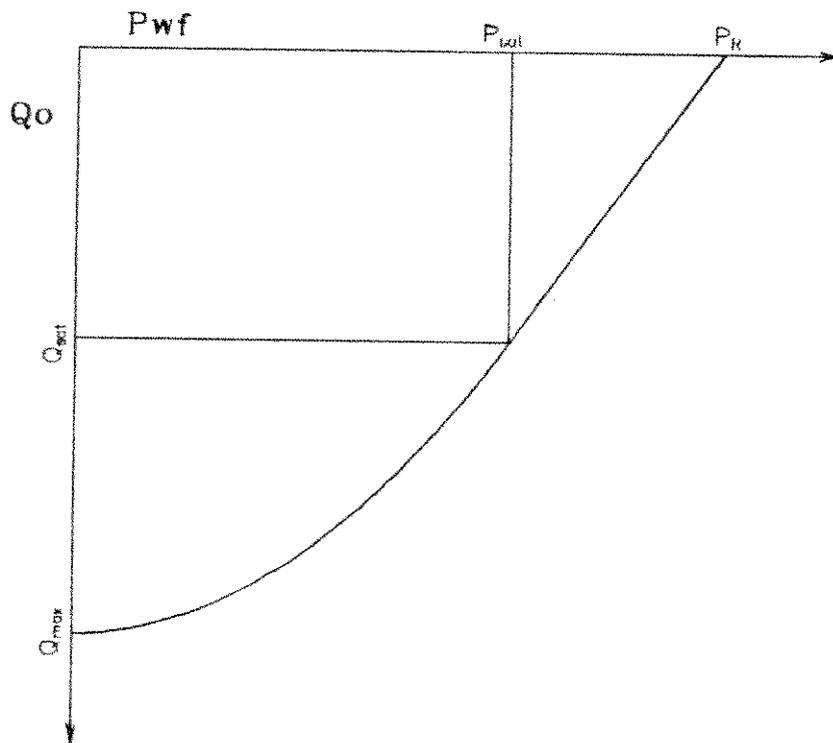
Algumas hipóteses importantes consideradas por Vogel são: reservatório com mecanismo de gás em solução; pressões abaixo do ponto de bolha, isto é, menores que a pressão de saturação do óleo; e fluxo bifásico (óleo + gás) no reservatório, não se levando em conta a presença de água no fluido em produção. Apesar disso, no entanto, tem-se constatado que em alguns casos de fluxo trifásico (para baixos teores de água no fluxo) a equação de Vogel ainda tem boa validade.

Fetkovich, usando as mesmas hipóteses, propôs uma equação

mais simplificada:

$$\frac{Q_o}{Q_{o_{\max}}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (3.2)$$

Um aspecto comum aos dois autores é: para ambos a equação da IPR, para valores de pressão acima do ponto de bolha, é uma reta. Com isso uma generalização da curva de IPR, quer para Vogel, quer para Fetkovich, tem a forma apresentada na Figura 3.3.



Onde: P_{wf} = Pressão de fluxo na fundo do poço
 Q_o = Vazão de óleo em condições de superfície

FIGURA 3.3: A curva de IPR.

Assim as equações 3.1 e 3.2, para os casos em que a pressão estática do reservatório for maior que a de saturação, passam a ser escritas como:

$$\frac{Q_o - Q_{o_{sat}}}{Q_{o_{max}} - Q_{o_{sat}}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_{sat}} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{sat}} \right)^2 \quad (3.1A)$$

$$\frac{Q_o - Q_{o_{sat}}}{Q_{o_{max}} - Q_{o_{sat}}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{sat}} \right)^2 \quad (3.2A)$$

Ambas para $P_{wf} < P_{sat}$.

Onde: P_{sat} = Pressão de saturação

$Q_{o_{sat}}$ = Vazão de óleo, em condições de superfície, quando a pressão de fundo for igual à pressão de saturação.

É simples notar, pela Figura 3.3, que para pressões de fundo maiores que a de saturação ($P_{wf} > P_{sat}$), as equações são idênticas e podem ser escritas como:

$$Q_o = \frac{Q_{o_{sat}}}{P_R - P_{sat}} \left(P_R - P_{wf} \right) \quad (3.3)$$

3.3) O ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE

O Índice de Produtividade (IP) do poço pode ser calculado pela relação entre a vazão de óleo, em condições de superfície, e a diferença entre a pressão média do reservatório (P_R) e a pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}). Assim:

$$IP = \frac{Q_o}{P_R - P_{wf}} \quad (3.4)$$

Na engenharia de reservatórios costuma-se obter o IP derivando-se a equação de Darcy, da fase óleo, para reservatório horizontal com fluxo radial, em regime permanente.⁴ A Figura 3.4 ilustra essa hipótese.

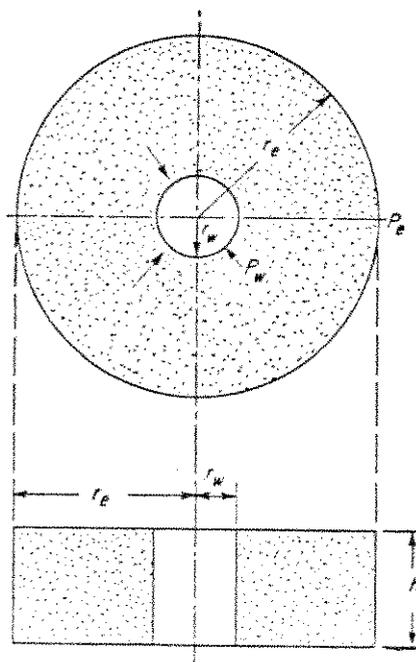
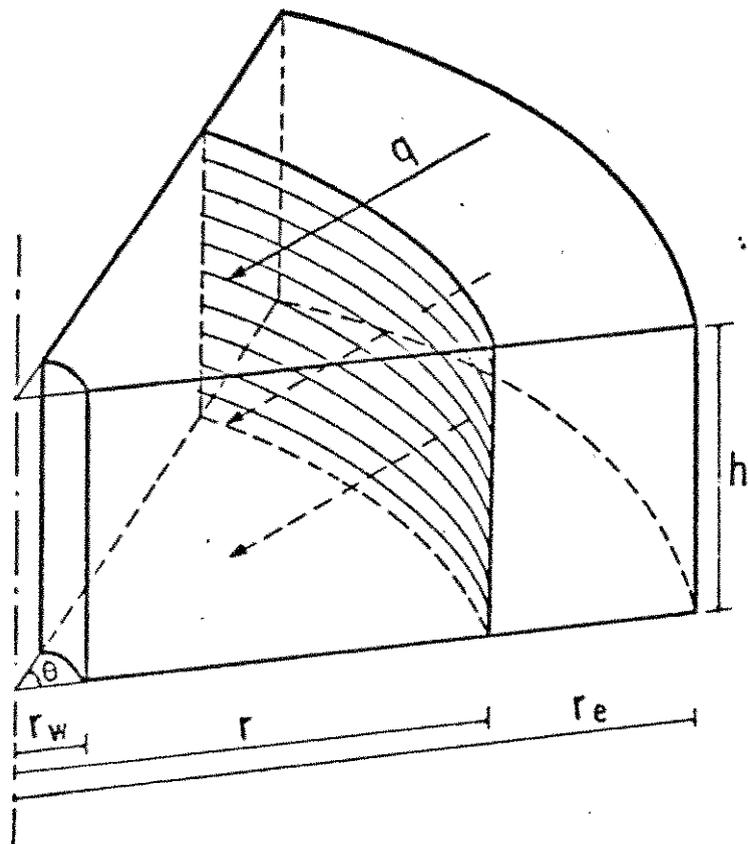


FIGURA 3.4: Fluxo radial em reservatório horizontal.

Assim, a equação de Darcy, para estas condições, é:

$$v = \frac{q_o}{A} = \frac{q_o}{2\pi rh} = 1,127 \frac{K_o}{\mu_o} \frac{dP}{dr} \quad (3.5)$$

onde: q_o = Vazão de óleo em condições de reservatório
(barris/dia)

K_o = Permeabilidade efetiva ao óleo (milidarcies)

μ_o = Viscosidade do óleo (centipoise)

h = Espessura da formação (pés)

P = Pressão num ponto qualquer do reservatório
(psi)

r = Distância do ponto ao poço (pés)

Mas, por definição:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (3.6)$$

onde: K_{ro} = Permeabilidade relativa ao óleo

K = Permeabilidade total da rocha (milidarcies)

e:

$$B_o = \frac{q_o}{Q_o} \quad (3.7)$$

onde: B_o = Fator volume de formação do óleo (bbl/STBO)

Q_o = Vazão de óleo em condições de superfície
(STBO/dia)

Combinando as equações 3.5, 3.6 e 3.7 vem:

$$Q_o = \frac{7,08 K K_{ro} h r dP}{B_o \mu_o dr} \quad (3.8)$$

separando as variáveis e integrando, temos:

$$Q_o = \frac{7,08 K h}{\ln (r_e/r_w)} \int_{P_{wf}}^{P_R} \frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} dP \quad (3.9)$$

onde: r_w = raio do poço (pés)

r_e = raio de drenagem do reservatório (pés)

P_R = pressão estática média do reservatório (psi)

P_{wf} = pressão de fluxo no fundo do poço (psi)

Combinando as equações 3.4 e 3.9, tem-se:

$$IP = \frac{7,08 K h}{(P_R - P_{wf}) \ln (r_e/r_w)} \int_{P_{wf}}^{P_R} \frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} dP \quad (3.10)$$

3.4) ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE ABSOLUTO

Evinger e Muskat⁸ sugerem que, para efeito de comparação, o IP deverá ser adotado como relativo ao diferencial de pressão ($P_R - P_{wf}$) nulo, isto é, para um valor de pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}) que tenha como limite a pressão estática do reservatório. A esse IP deu-se o nome de Índice de Produtividade Absoluto ($IP^\#$). Assim:

$$IP^\# = \lim_{P_{wf} \rightarrow P_R} IP \quad (3.11)$$

Substituindo a equação 3.10 na equação 3.11, segue:

$$IP^\# = \frac{7,08 K h}{\ln(r_e/r_w)} \left[\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right]_{P_R} \quad (3.12)$$

Para o caso de reservatório sub-saturado (pressão estática acima da pressão de saturação) o $IP^\#$ pode ser obtido, tomando-se por base a Figura 3.3 e a equação 3.3. O que conduz a:

$$IP^\# = \frac{Q_{sat}}{P_R - P_{sat}} \quad (3.13)$$

3.5) CURVA DE IPR FUTURA

Com o aumento da produção acumulada a pressão estática do reservatório decresce. A IPR, conseqüentemente, também se deteriora progressivamente, o que pode ser notado na Figura 3.5.

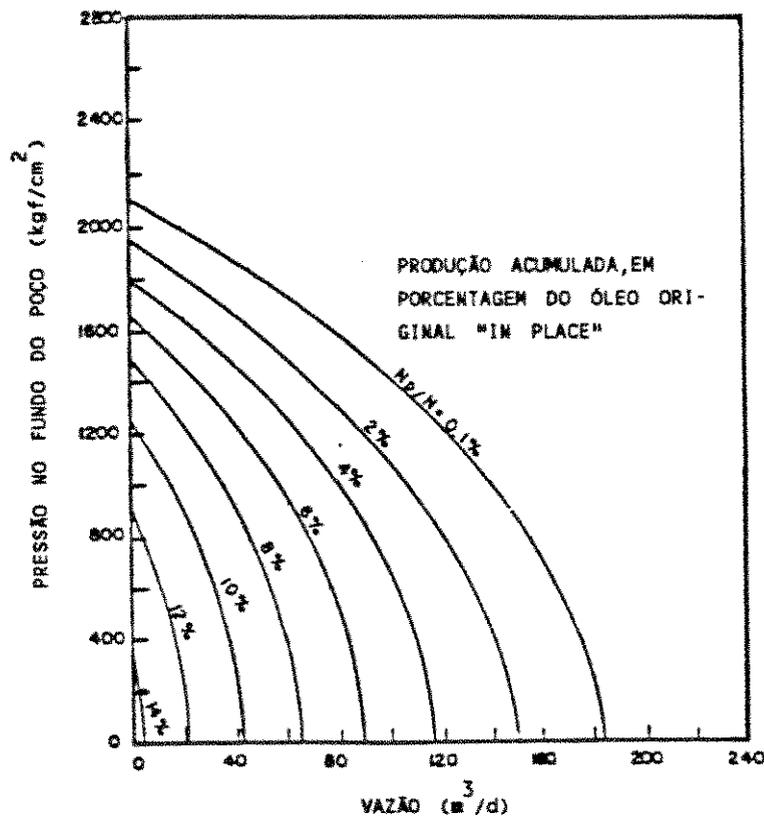


FIGURA 3.5: Deterioração da produtividade com o aumento da produção acumulada (N_p).

Um aspecto importante, inclusive ratificado por dados experimentais,⁵ é que em reservatórios sub-saturados, enquanto a pressão não atinge o ponto de bolha, a produtividade permanece praticamente constante, ou seja, são paralelos entre si os trechos retos das IPRs de dois instantes quaisquer. (Figura 3.6).

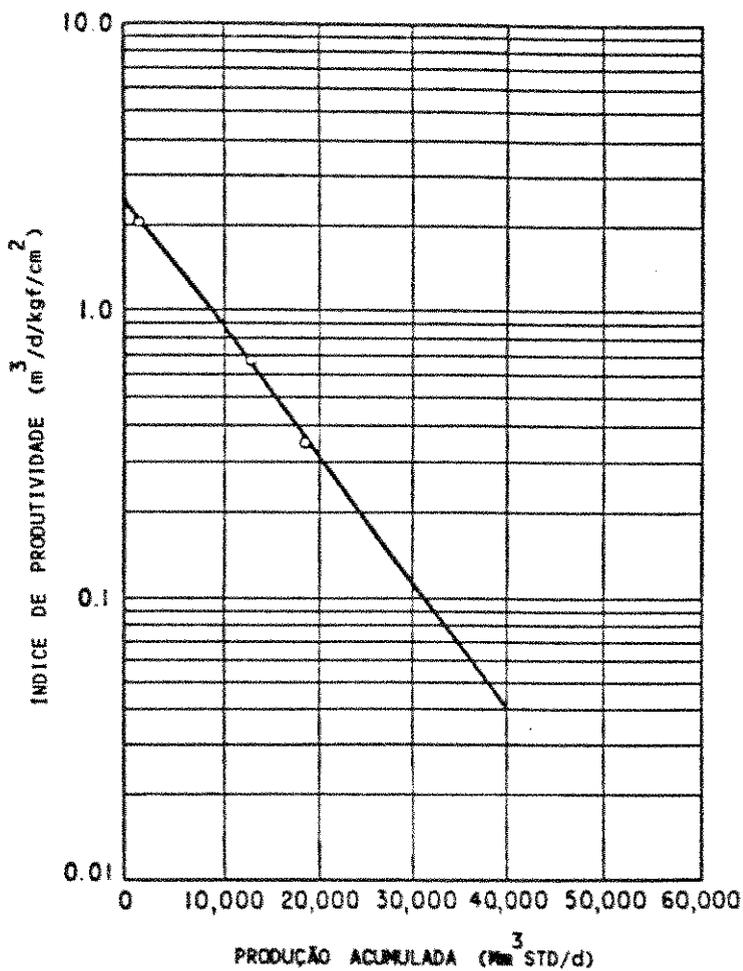


FIGURA 3.6: Deterioração da IPR em reservatório sub-saturado.

Quanto à deterioração da produtividade de formações produtoras com pressão média abaixo do ponto de bolha ($P_R < P_{sat}$), deve-se recorrer à equação 3.12. A razão entre os índices de produtividade absolutos de dois instantes quaisquer de um mesmo reservatório é:

$$\frac{IP_1^{\#}}{IP_2^{\#}} = \frac{\left[\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right] P_{R_1}}{\left[\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right] P_{R_2}} \quad (3.14)$$

Com isso é possível avaliar o índice de produtividade absoluto de um instante futuro qualquer, desde que se conheça a pressão do reservatório nesse momento e a sua saturação de óleo, o que permite a obtenção dos parâmetros K_{ro} , B_o e μ_o .

3.6) A IPR FUTURA SEGUNDO FETKOVICH

A partir da equação 3.10, Fetkovich,⁷ admitindo que a expressão $f(P_R) = \frac{K_{r_o}}{B_o \mu_o}$ fosse uma função linear, em relação ao tempo, da pressão média do reservatório, propôs:

$$f(P_R) = [f(P_R)]_i \frac{P_R}{P_{R_i}} \quad (3.15)$$

onde: P_R = Pressão média num instante qualquer

P_{R_i} = Pressão média inicial

$$f(P_R) = \frac{K_{r_o}}{B_o \mu_o} \text{ (parâmetros num instante qualquer)}$$

$$[f(P_R)]_i = \left[\frac{K_{r_o}}{B_o \mu_o} \right]_i \text{ (parâmetros nas condições iniciais do reservatório).}$$

Combinando as equações 3.15 e 3.9 e integrando, vem:

$$Q_o = C \left(P_R^2 - P_{wf}^2 \right) \quad (3.16)$$

onde:

$$C = \frac{7,08 K h}{2 \ln(r_e/r_w)} \left[\frac{K_{r_o}}{B_o \mu_o} \right]_i \frac{1}{P_{R_i}} \quad (3.17)$$

Como a pressão estática média do reservatório, conforme já mencionado, não é constante ao longo do tempo uma vez que esta decresce com o aumento da produção acumulada, Fetkovich considera que o valor de C decresce na mesma proporção que o

decréscimo de P_R . Então, para uma condição futura, a equação que descreve a produtividade pode ser escrita da seguinte maneira:

$$Q_o = C \frac{P_{RF}}{P_{RA}} \left(P_{RF}^2 - P_{wf}^2 \right) \quad (3.18)$$

Onde: P_{RF} = Pressão estática futura

P_{RA} = Pressão estática atual

A equação 3.18 foi desenvolvida para reservatórios saturados. Logo, para se determinar a produção de óleo de reservatórios sub-saturados ($P_R > P_{sat}$), mas que trabalhem com pressões de fluxo no fundo do poço (P_{wf}) abaixo do ponto de bolha, basta adaptar essa equação (3.18) para tal situação:

$$Q_o = C \frac{P_{RF}}{P_{sat}} \left(P_{RF}^2 - P_{wf}^2 \right) \quad (3.18A)$$

Esta é a equação de Fetkovich para a IPR futura. Ela também pode ser usada na condição onde a porcentagem de água produzida for pequena, bastando para tal substituir nas equações acima a vazão de óleo (Q_o) pela vazão de líquidos (Q_l).

CAPÍTULO IV: POÇO-TIPO

Para melhor ilustrar os cálculos que serão desenvolvidos, decidiu-se projetar um exemplo de poço que representasse, aproximadamente, a configuração média daqueles pertencentes aos campos de Albacora e Marlim, os principais alvos deste trabalho. A geometria desse poço pode ser vista na Figura 4.1. Quanto aos dados do reservatório e dos fluidos produzidos, utilizar-se-ão o seguinte:

| | |
|----------------------------------|--|
| Pressão estática..... | 267 kgf/cm ² |
| Pressão de saturação..... | 252 kgf/cm ² |
| Pressão de separação..... | 10 kgf/cm ² |
| Índice de produtividade..... | 50 m ³ /dia/kgf/cm ² |
| Razão gás-óleo da formação.... | 120 m ³ /m ³ |
| API do óleo..... | 28° |
| Razão água-líquido..... | 0 % |
| Vazão de óleo de projeto..... | 850 m ³ STD/dia |
| Densidade do gás (Ar = 1)..... | 0,7 |
| Densidade da água..... | 1,07 |
| Temperatura da formação..... | 75°C |
| Temperatura do fundo do mar..... | 5°C |
| Temperatura da Superfície..... | 25°C |

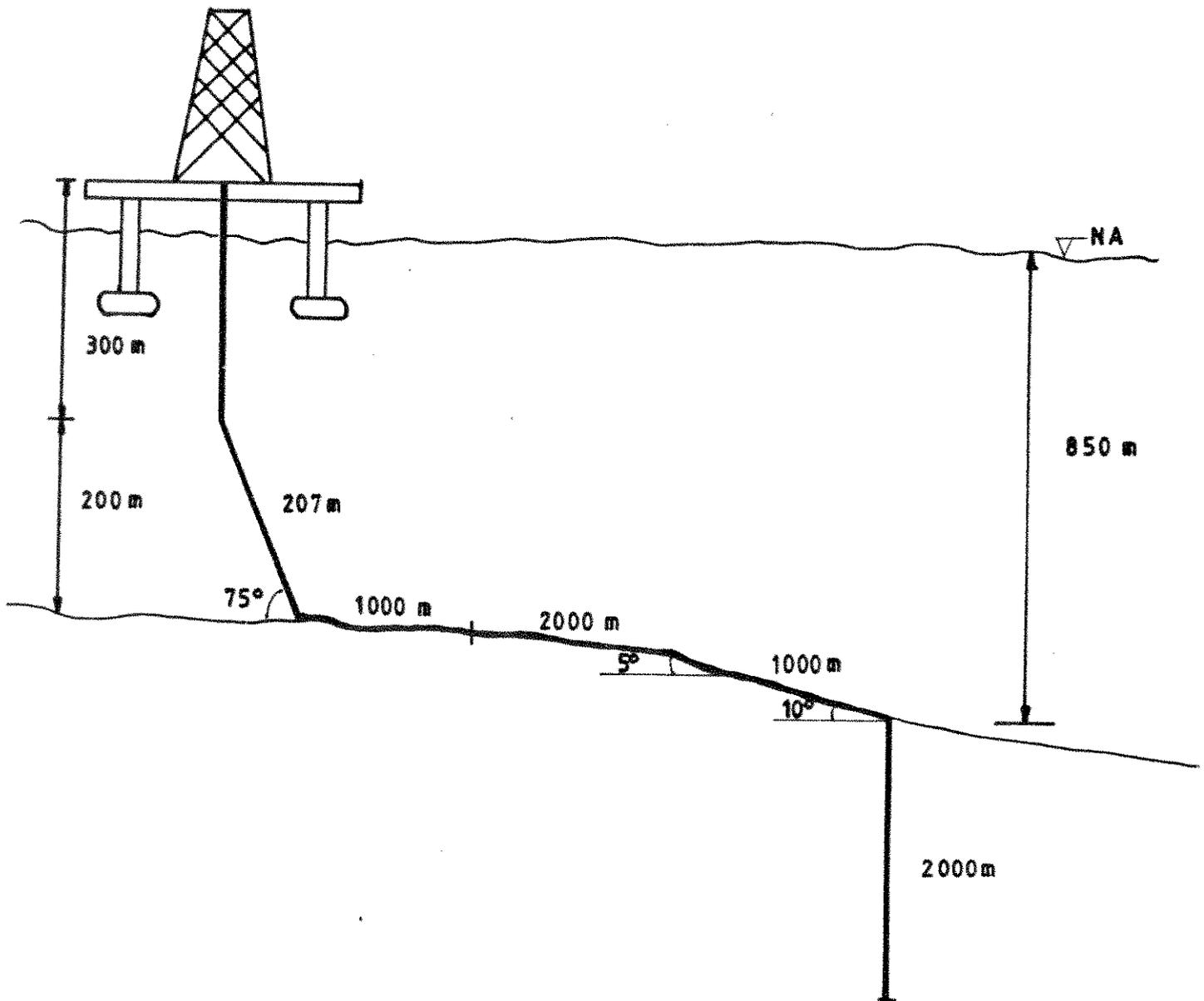


FIGURA 4.1: Exemplo de configuração média dos poços a serem completados nos campos de Albacora e Marlim.

Assim a Figura 4.2 ilustra, para o caso do poço-tipo, algumas curvas de IPR para diferentes épocas de produção do reservatório. Especificamente para este exemplo foi utilizado o método de Fetkovich quando da performance das IPRs futuras.

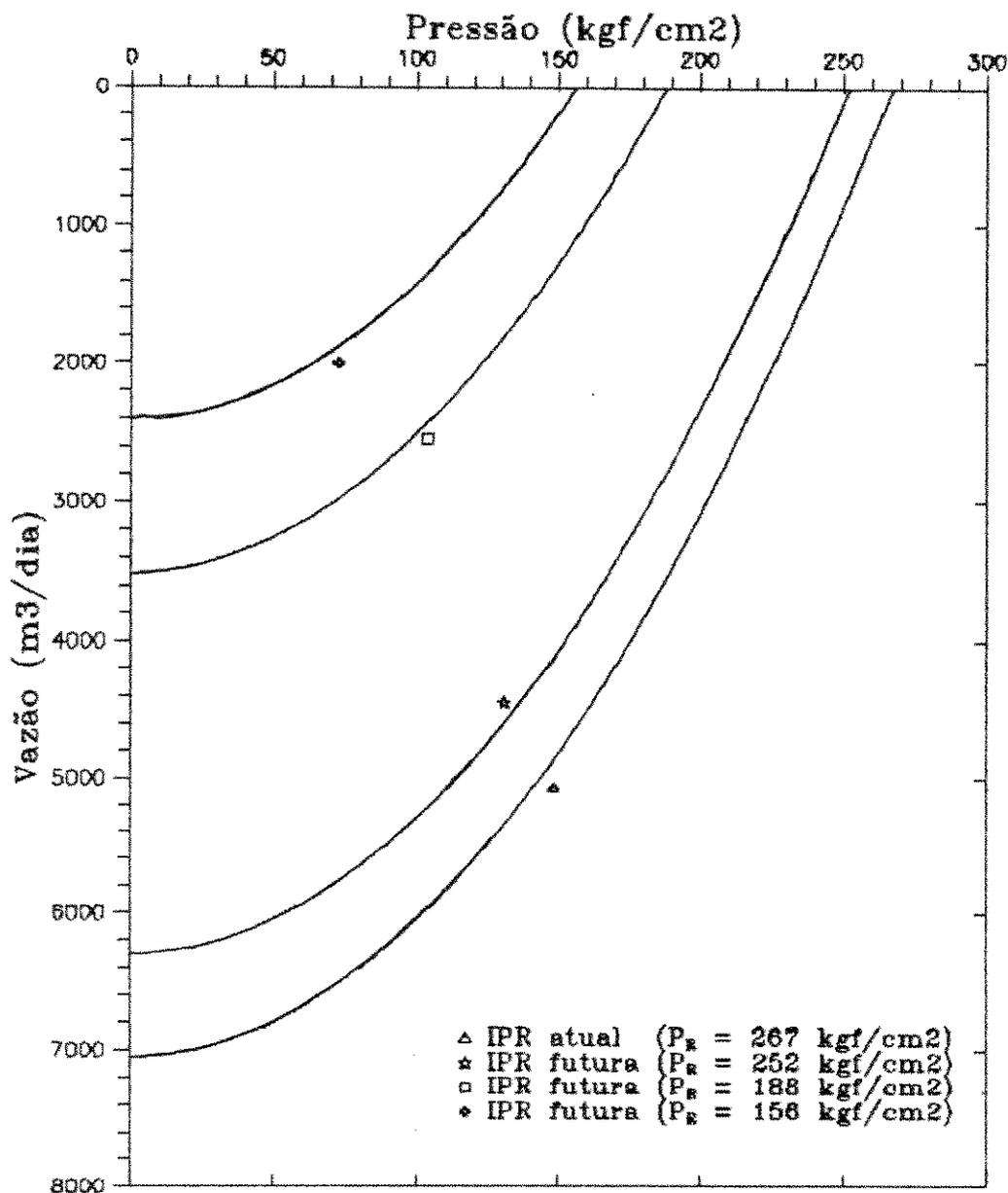


FIGURA 4.2: IPRs atual e futuras do reservatório ao qual corresponde o poço-tipo.

CAPÍTULO V: DIMENSIONAMENTO DAS LINHAS DO SISTEMA

5.1) GENERALIDADES

É extremamente importante o dimensionamento dos diâmetros das linhas, devido ao caráter definitivo do sistema de produção. O destaque deste ponto deve-se ao fato de que o fundamental nos projetos para poços em águas profundas é sua característica tomada como a mais definitiva possível, ou seja, projetar levando-se em conta a possibilidade de nenhuma intervenção.

Embora essa decisão deva ser tomada com o objetivo de permitir maior produção, deve-se considerar sempre que, tanto melhor será, quanto menor for a frequência de intervenção no poço.

Este trabalho sugere que o dimensionamento dos diâmetros das linhas de escoamento (*riser, flowline e tubing*), não deve ser realizado individualmente, isto é, o projeto deverá tratar as linhas como um conjunto, selecionando os diâmetros para as três linhas ao mesmo tempo.

5.2) A TPR

Análogo ao traçado do gráfico da curva de pressão disponível no fundo do poço versus vazão de óleo (IPR), traça-se a curva de pressão requerida em um determinado ponto do fluxo, a partir de um valor prefixado de pressão no *manifold*, também em função da vazão de óleo. Esta curva é chamada de *Tubing Performance Relationship* - TPR. O aspecto desse tipo de curva encontra-se ilustrado na Figura 5.1.

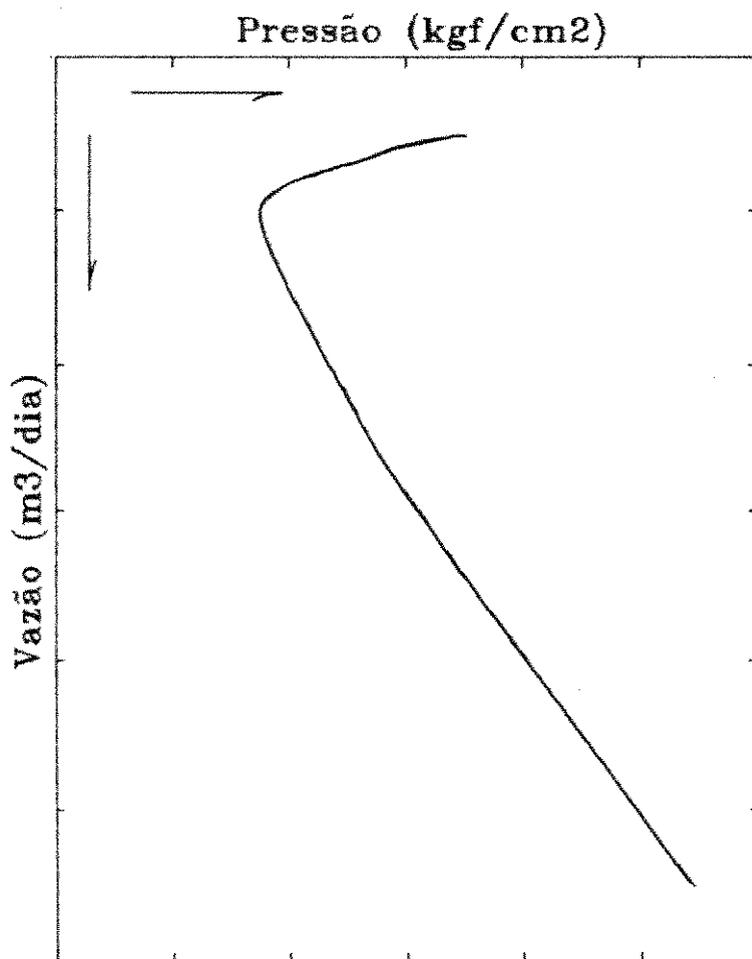


FIGURA 5.1: A curva *Tubing Performance Relationship* (TPR)

É usual comparar esta curva traçada para o fundo do poço com a IPR, para, a partir da disponibilidade do reservatório (IPR), obter a produção de equilíbrio do poço, isto é, o ponto de vazão onde a pressão disponível é igual à pressão requerida. (Figura 5.2).

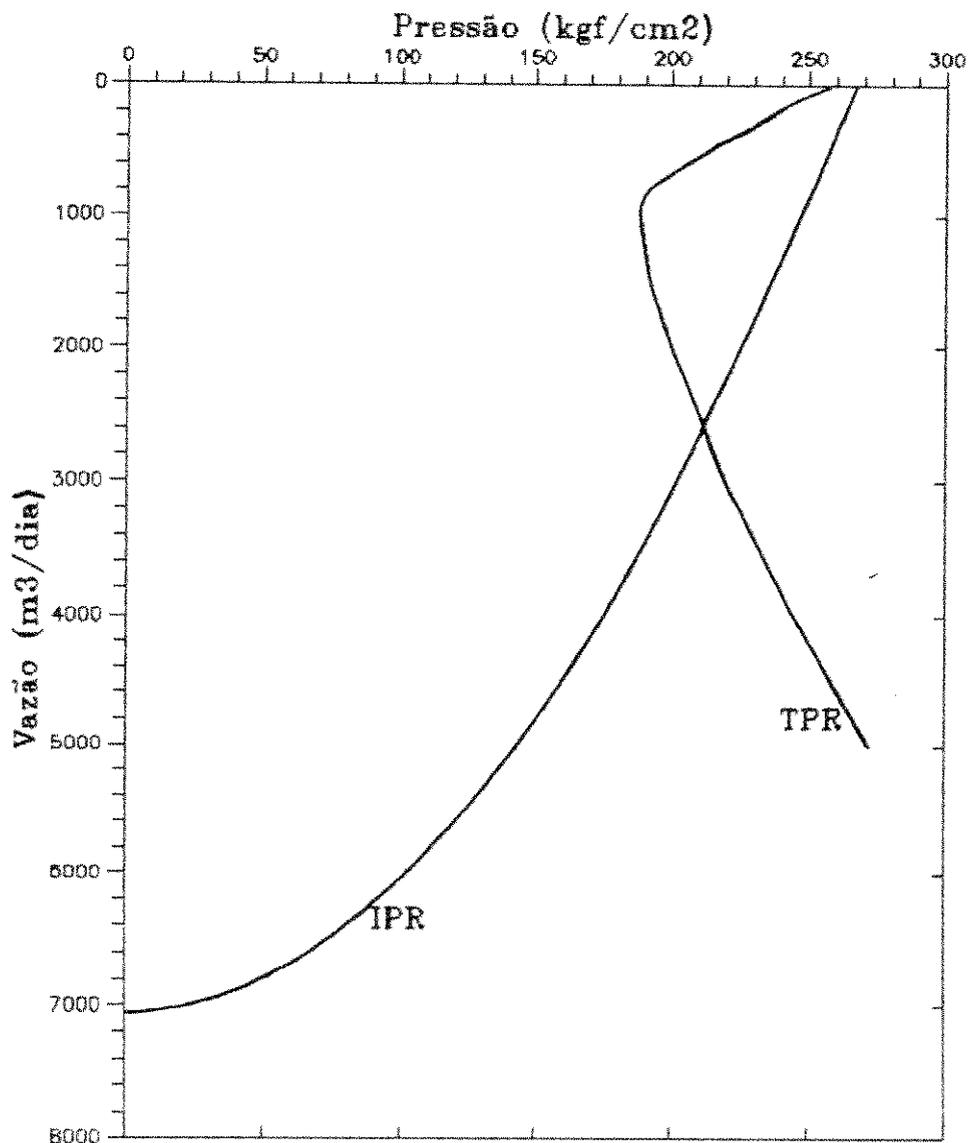


FIGURA 5.2: Comparação entre as curvas de pressão disponível (IPR) e pressão requerida (TPR) no fundo do poço.

Pela Figura 5.2 pode-se concluir que para se trabalhar com vazões menores que a de equilíbrio deve-se utilizar válvulas redutoras de vazão (*chokes*) junto à plataforma, ao passo que valores de vazão maiores que a de equilíbrio só poderão ser conseguidas com utilização de elevação artificial.

Para se obter o gráfico da TPR no fundo do poço, é suficiente que se calcule a diferença entre a pressão no *manifold* e no fundo do poço, visto que ela corresponde exatamente às perdas de carga ocorridas ao longo das linhas de escoamento. Como esse fluxo é multifásico (óleo e gás, e às vezes, também água), não se dispõe de nenhum desenvolvimento analítico das equações da energia e da quantidade de movimento para o cálculo exato do gradiente total de pressão. Tem-se entretanto inúmeras correlações empíricas, que, apesar de terem sido desenvolvidas a partir de dados específicos de determinadas instalações, fornecem resultados satisfatórios para os casos generalizados.

Deve-se destacar que algumas comparações feitas entre essas correlações e dados de campo não concluem decisivamente sobre qual delas é melhor recomendada para as diversas fases do escoamento.

5.3) A TPR DO POÇO-TIPO

O cálculo do gradiente de pressão requerida necessário à obtenção da TPR do poço-tipo, foi desenvolvido tomando-se por base os seguintes aspectos:

5.3.1) Correlações de Gradiente de Pressão do Fluxo Multifásico

Em face da não-existência de nenhum critério analítico para se escolher as correlações adequadamente, visto terem sido construídas empiricamente com base em dados específicos, o que se usa freqüentemente são aquelas que oferecem melhores resultados para o campo em questão.

No caso do poço-tipo, embora não seja um poço real, pois representa apenas, o que provavelmente seja, uma média dos poços a serem completados nos campos de Albacora e Marlim, já se dispõem de alguns dados comprovados e catalogados sobre esses reservatórios. Com isso decidiu-se pelas correlações, que mais comumente são usadas para os poços da Bacia de Campos.

Resumindo, foram escolhidas para cada linha as seguintes correlações:

| | |
|-----------------------|---|
| <i>Tubing</i> | Orkiszewski ⁹ |
| <i>Flowline</i> | Dukler-Eaton+Flanigan ^{10,11,12} |
| <i>Riser</i> | Duns-Ros ¹³ |

Há que se destacar aqui o fato de que inicialmente foi decidido usar a correlação de Orkiszewski também no riser. Mas ficou constatado que seus resultados não são confiáveis. O gradiente de pressão perde sua característica decrescente quando a quantidade de gás é muito alta (quando se tem injeção de gás na coluna para elevação pneumática, por exemplo), combinada com baixos valores de pressão.

A Figura 5.3 ilustra esse fato, mostrando que a correlação tem comportamento dentro do esperado, somente para baixos valores de razão gás-líquido (RGL).

No caso específico do fluxo no *tubing*, entretanto, o gradiente de pressão mostra-se razoável mesmo quando em presença de alta RGL, o que permite concluir que o problema só ocorre quando há muita quantidade de gás livre no fluxo, visto que no *tubing* muito do gás apresenta-se em solução dados os altos níveis de pressão.

Resta acrescentar que outras correlações foram testadas com as mesmas características de RGL, obtendo-se resultados compatíveis. A Figura 5.4 ilustra o mesmo caso para as correlações de Beggs-Brill¹⁴ e Hagedorn-Brown.¹⁵

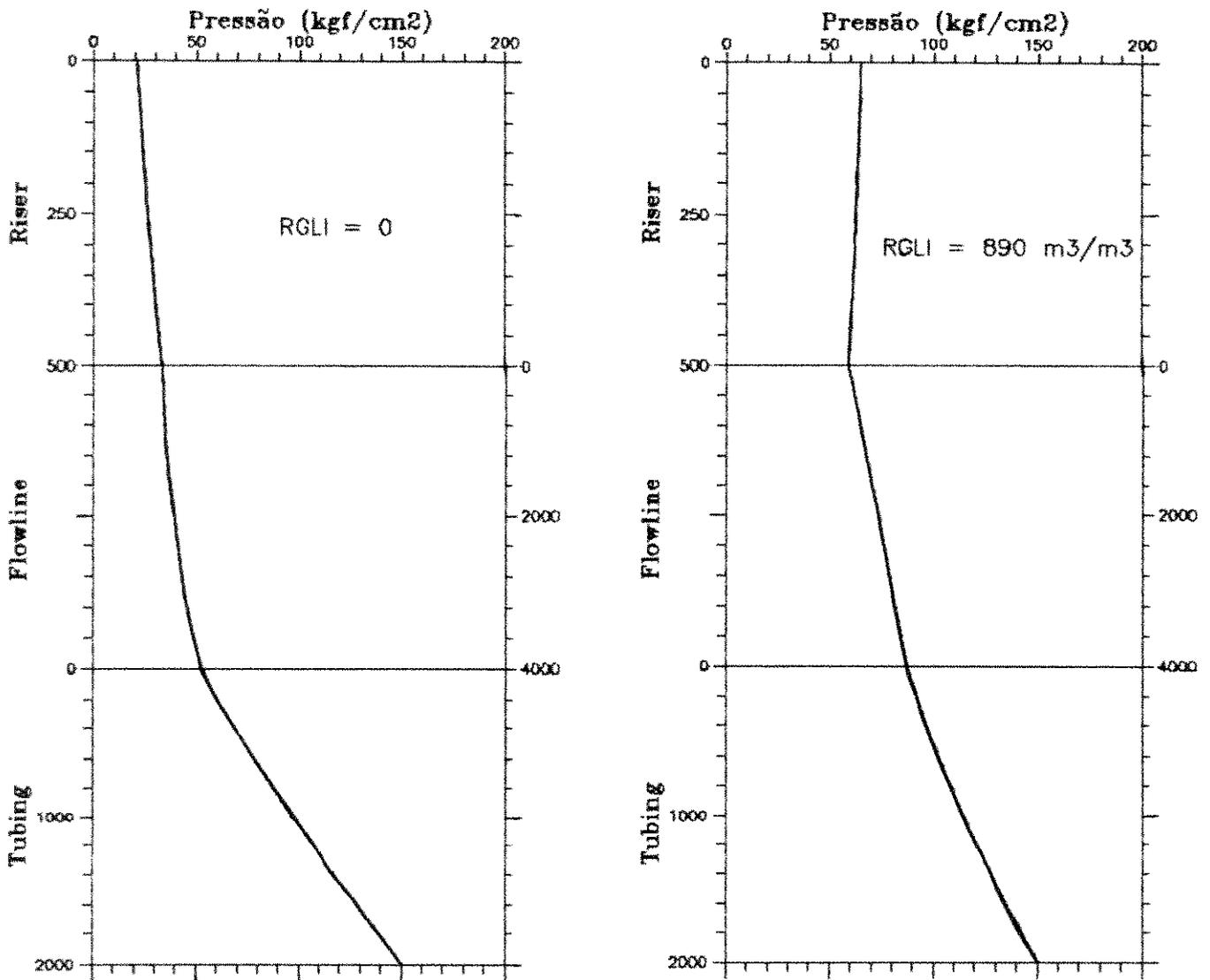


FIGURA 5.3: Gradiente de pressão para as linhas de escoamento. Utilizada a correlação de Orkiszewski no Riser e no Tubing.

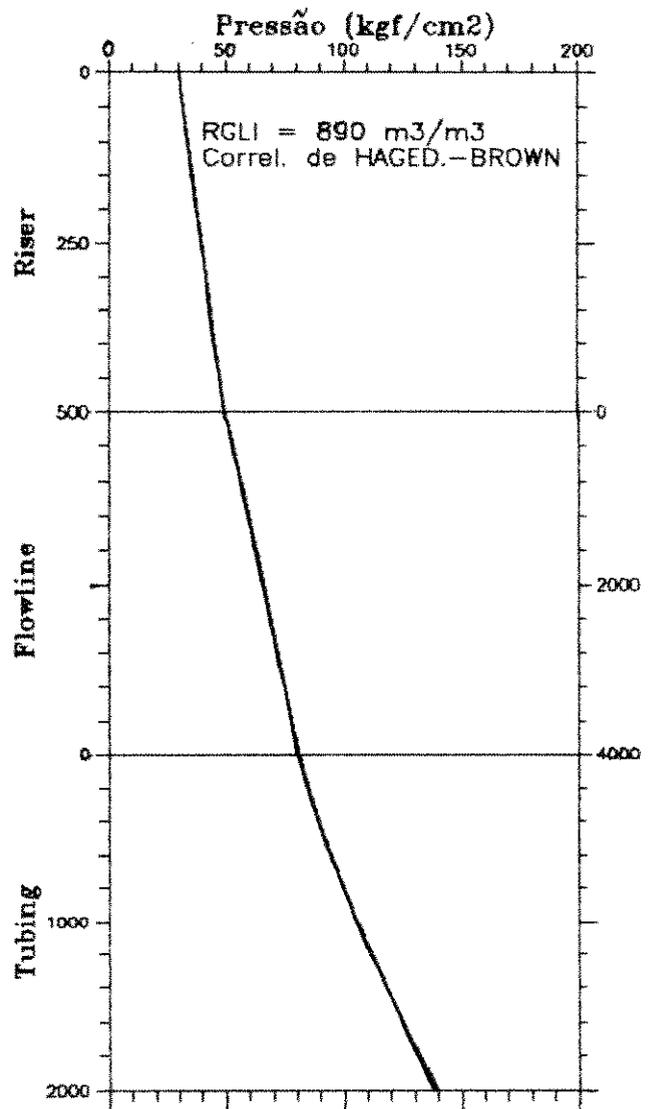
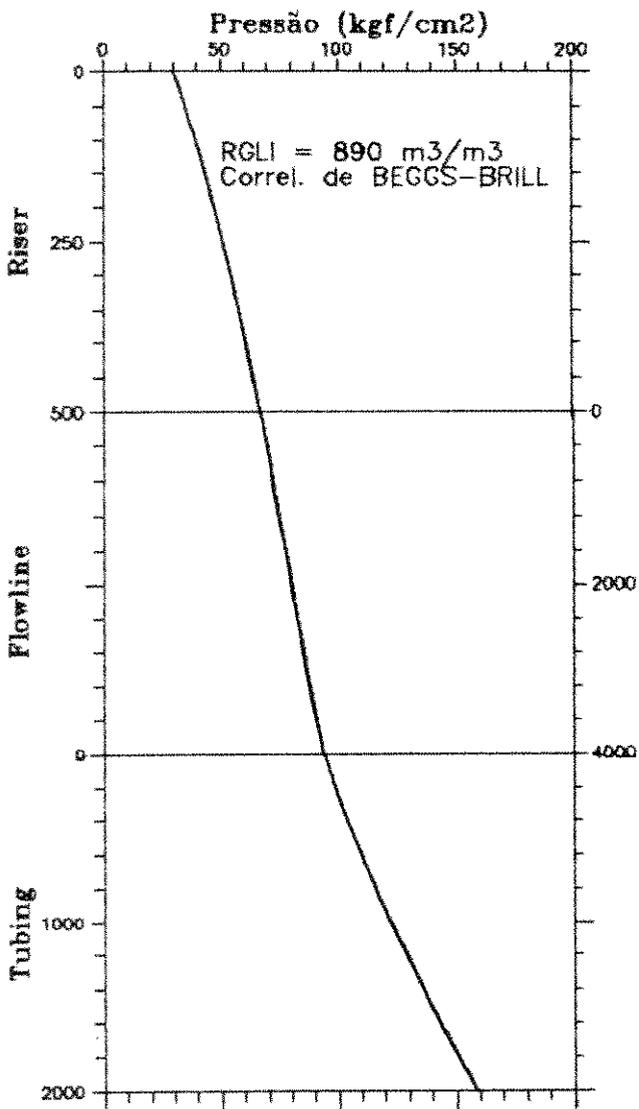


FIGURA 5.4: Gradiente de pressão para as linhas de escoamento. Correlações de Beggs-Brill e Hagedorn-Brown para o Riser e o Tubing.

5.3.2) Propriedades PVT dos Fluidos

Considerando que o poço-tipo é um caso teórico, foi decidido utilizar, para cálculo das propriedades PVT dos fluidos produzidos, as seguintes correlações empíricas listadas abaixo:

| | |
|---|------------------------------|
| Razão de solubilidade | Lasater ¹⁶ |
| Fator volume de formação do óleo e da água | Standing ¹⁷ |
| Viscosidade do óleo morto | Beggs-Robinson ¹⁸ |
| Viscosidade do gás | Lee et al. ¹⁹ |

5.3.3) Gradiente de Temperatura

O cálculo do gradiente de temperatura no presente trabalho foi realizado distintamente para cada linha de escoamento. Isto porque a temperatura ambiente em cada uma delas tem um comportamento próprio. Assim o *tubing* tem, como temperatura ambiente, o gradiente geotérmico das rochas; o *flowline*, lançado no solo marinho, fica exposto a uma temperatura aproximadamente constante, ou seja, gradiente nulo; e o *riser*, semelhantemente ao *tubing*, tem o gradiente da água do mar (neste trabalho considerado constante) como temperatura ambiente a influenciar o comportamento do fluxo de fluidos.

5.3.3.1) Tubing

A equação geral do balanço de energia, aplicada a um intervalo de profundidades, é:

$$dH + \frac{g dZ}{g_c J} + \frac{u du}{g_c J} = dQ - \frac{dW_f}{J} \quad (5.1)$$

onde: H = entalpia

g = aceleração da gravidade

g_c = coeficiente para correção das unidades

Z = profundidade

J = constante de Joule

u = velocidade do fluxo

Q = calor

W_f = trabalho realizado pelo fluido

A partir da equação 5.1, considerando modelo para fluxo permanente e assumindo transferência de calor radial, Ramey²⁰ desenvolveu a seguinte equação para cálculo da temperatura da massa fluida em qualquer ponto do *tubing*:

$$T = T_{BH} - g_T Z + g_T A - g_T A e^{(-Z/A)} \quad (5.2)$$

onde: T = Temperatura dos fluidos na profundidade Z

T_{BH} = Temperatura dos fluidos no fundo do poço

g_T = Gradiente geotérmico

A = Distância de relaxação

e = Base dos logaritmos neperianos

A partir daí, Shiu²¹ desenvolveu seu trabalho, que consiste em um tratamento estatístico dos dados de diversos poços para se chegar a uma equação que possa quantificar o fator A.

Assim, segundo Shiu:

$$A = W_t^{0.5253} \rho_L^{2.9303} d^{-0.2904} \gamma_o^{0.2608} \gamma_g^{4.4146} e^{-4.2051} \quad (5.3)$$

onde: W_t = Vazão mássica total (lb_m/seg)

ρ_L = Densidade do líquido (lb_m/ft^3) = $\rho_o(1-f_w) + \rho_w f_w$

d = Diâmetro do *tubing* (pol)

γ_o = Grau API do óleo

γ_g = Densidade do gás (Ar = 1)

A Figura 5.5 apresenta o gráfico onde aparece o gradiente de temperatura dos fluidos no *tubing*, obtido pela correlação de Shiu, e o gradiente geotérmico das formações para o poço-tipo.

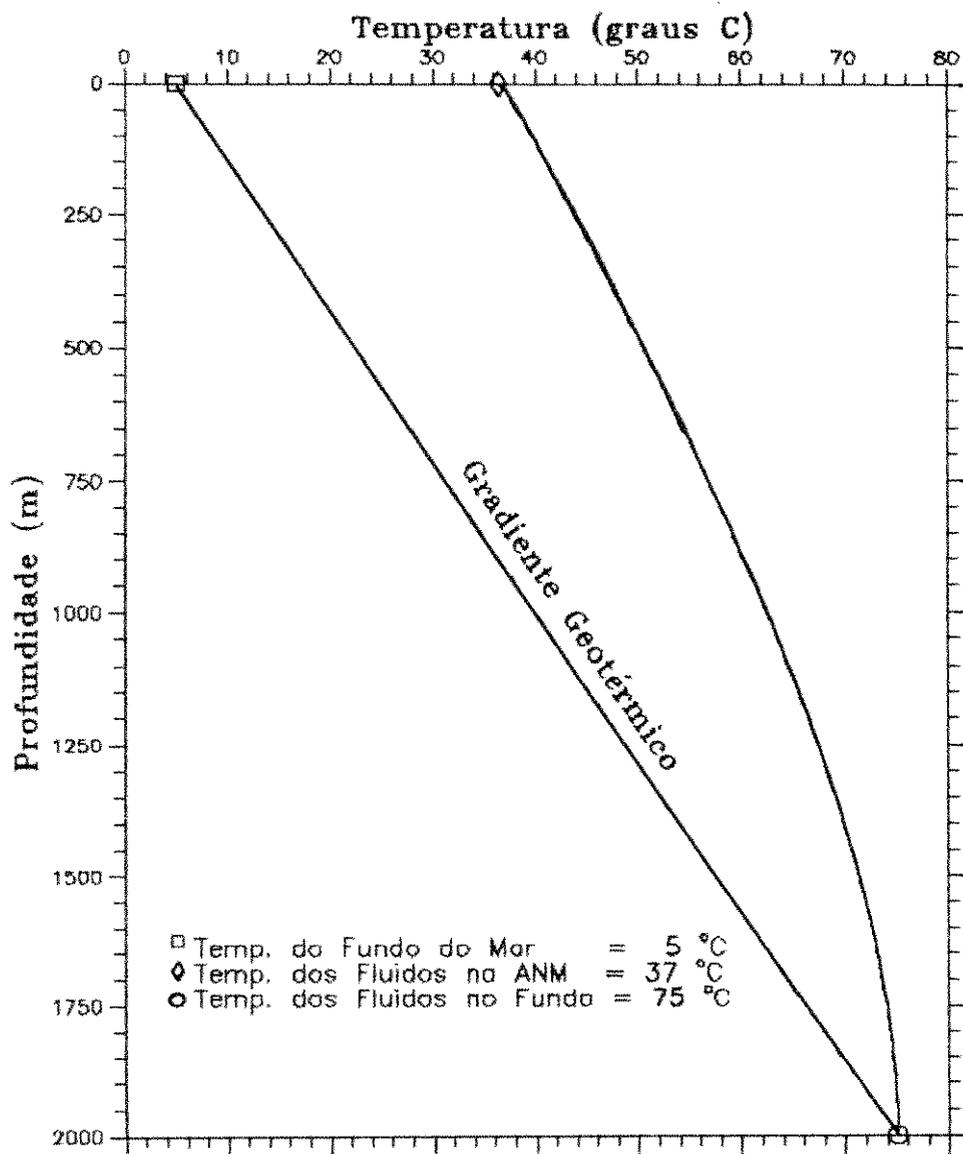


FIGURA 5.5: Gradiente de temperatura dos fluidos no tubing, pela correlação de Shiu.²¹

5.3.3.2) Flowline

A correlação de Shiu, evidentemente, não pode ser usada para determinar a temperatura dos fluidos no *flowline*, pois, além de não ter sido desenvolvida para esse tipo de configuração (linha horizontal, com gradiente externo praticamente nulo), a temperatura no ponto de entrada do *flowline*, é diferente da do ambiente, condição necessária para a aplicação da correlação.

Foi suposto, portanto, para o exemplo, que a temperatura no *flowline* tem um comportamento exponencial ao longo da linha, e que, ao atingir o *touch down point* (TDP) do *riser*, os fluidos estejam com a temperatura igual à do ambiente.

Uma equação que descreve esse comportamento é:

$$T = T_{ANM} e^{-(\alpha \cdot x/L)} \quad (5.4)$$

onde: T = Temperatura dos fluidos no ponto de abscissa x
T_{ANM} = Temperatura dos fluidos na árvore de natal molhada
 α = Coeficiente de relaxação térmica
x = Distância entre um ponto qualquer e a ANM
L = Distância entre o TDP do *riser* e a ANM
(comprimento total do *flowline*)
e = Base dos logaritmos neperianos

A condição de contorno desta hipótese, conforme já citado, é que a temperatura no TDP do *riser* seja igual à temperatura

externa, ou seja, a temperatura do fundo do mar, assumida como sendo contante ao longo da linha. Assim:

para $x = L$, tem-se $T = T_{TDP}$ = temperatura no TDP

Com isto, pode-se determinar o valor de α :

$$T_{TDP} = T_{ANM} e^{-(\alpha \cdot L/L)} \Rightarrow \alpha = \ln \frac{T_{ANM}}{T_{TDP}} \quad (5.5)$$

onde: \ln = logaritmo neperiano.

A Figura 5.6 mostra o gradiente de temperatura do escoamento no *flowline*, usando a suposição descrita, para o poço-tipo.

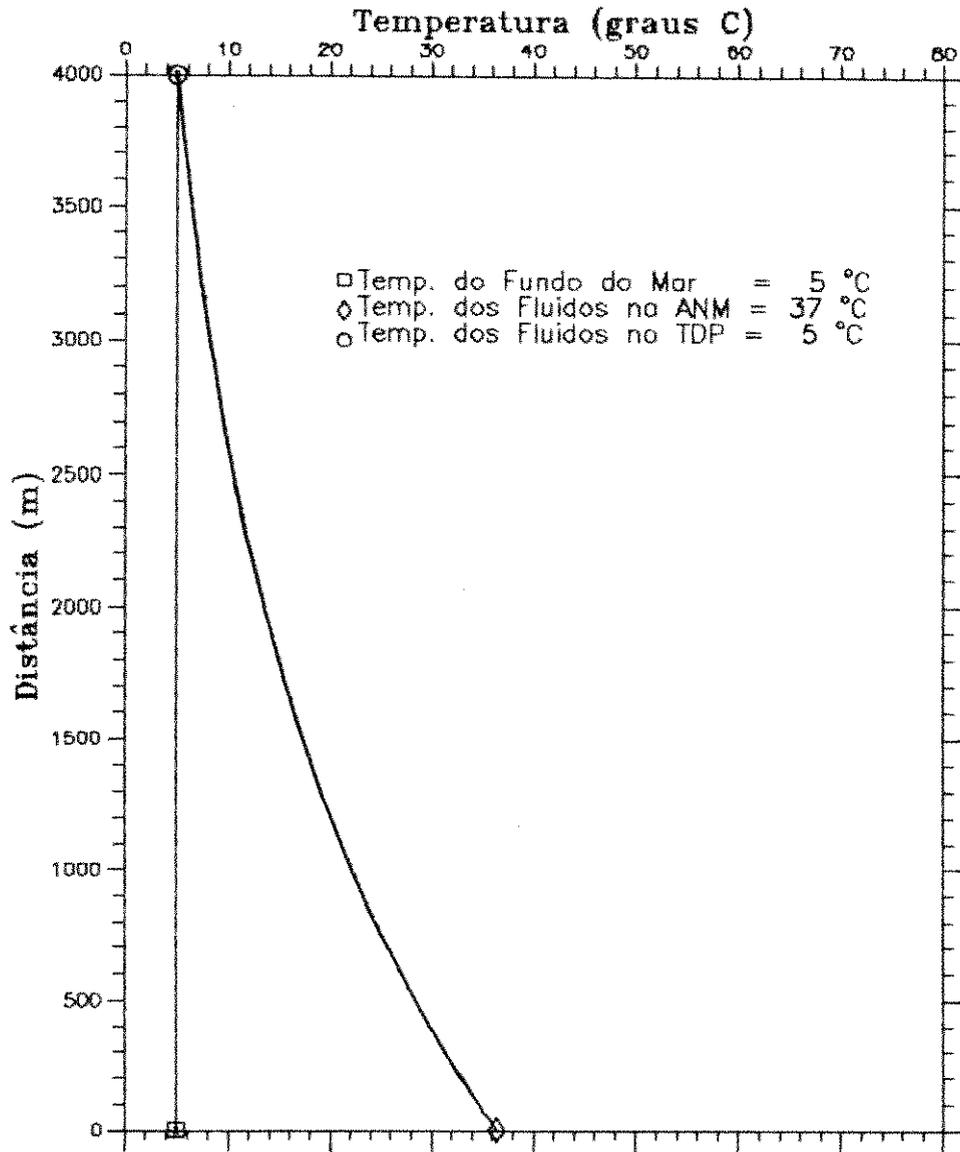


FIGURA 5.6: Gradiente de temperatura dos fluidos no *flow-line*.

5.3.3.3) Riser

O cálculo do gradiente de temperatura no *riser* pode ser feito, com a mesma aproximação daquela conseguida no *tubing*, pela correlação de Shiu, pois é um fluxo vertical, com gradiente de temperatura externo (água do mar) que pode ser considerado constante, como o geotérmico, e a temperatura inicial nesse trecho, isto é, a temperatura dos fluidos no TDP do *riser*, é igual à do meio ambiente, hipótese usada para o cálculo do gradiente no *flowline*.

A Figura 5.7 mostra a variação da temperatura dos fluidos escoando pelo *riser*, calculado pela correlação de Shiu, bem como o gradiente de temperatura da água desde o solo até a superfície marinha, considerado como constante.

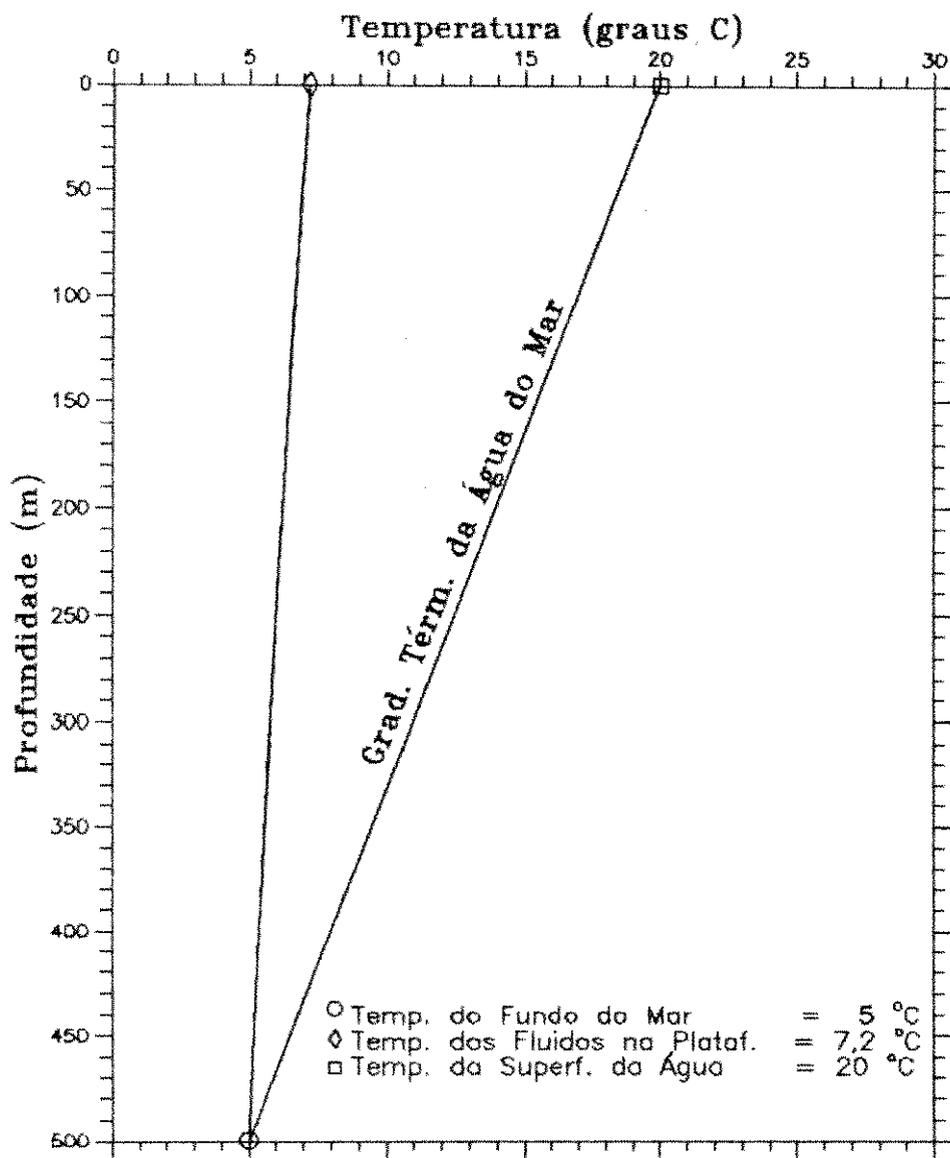


FIGURA 5.7: Gradiente de temperatura dos fluidos no riser, pela correlação de Shiu²¹

5.4) A CONFIGURAÇÃO DAS LINHAS DO POÇO-TIPO

Definidos os critérios para obtenção da TPR, é possível então decidir sobre os diâmetros das linhas do sistema do poço-tipo.

Pela hipótese de que os poços, que irão compor os campos de Albacora e Marlim, entrarão em produção com altas vazões de óleo (700 a 1000 m³STD/dia), a escolha dos diâmetros ficou limitada a valores comerciais maiores, visto que tubos muito finos, quando trabalham com grandes vazões, acarretam muitas perdas de carga.

Sob este aspecto, os diâmetros de linhas comercialmente disponíveis a serem analisados, são os seguintes:

Tubing —→ 3 1/2" ; 4 1/2" ; 5 1/2" e 6"

Flowline —→ 4", 6" e 8"

Riser —→ 4", 6" e 8"

Os dados utilizados para o traçado das TPRs são os constantes do Capítulo IV deste trabalho. Deve-se acrescentar somente que, quanto à pressão requerida na plataforma (a montante do *manifold*), foi usada 30 kgf/cm², já que, segundo os dados, a pressão de separação será mantida em 10 kgf/cm². Consideradas aí as perdas de carga nas linhas de superfície e o fato de que freqüentemente o *choke* é mantido restringido para se obter fluxo crítico.

Foram obtidas as TPRs para todas as combinações de diâmetros das linhas, num total de 36 curvas, as quais aparecem agrupadas criteriosamente nas Figuras 5.8 a 5.16.

Em cada gráfico dessas figuras aparece, além da curva de IPR do poço-tipo, as quatro curvas de TPR correspondentes a cada diâmetro de *tubing* em estudo, variando-se de uma figura para outra, ou o diâmetro do *riser*, ou o do *flowline*.

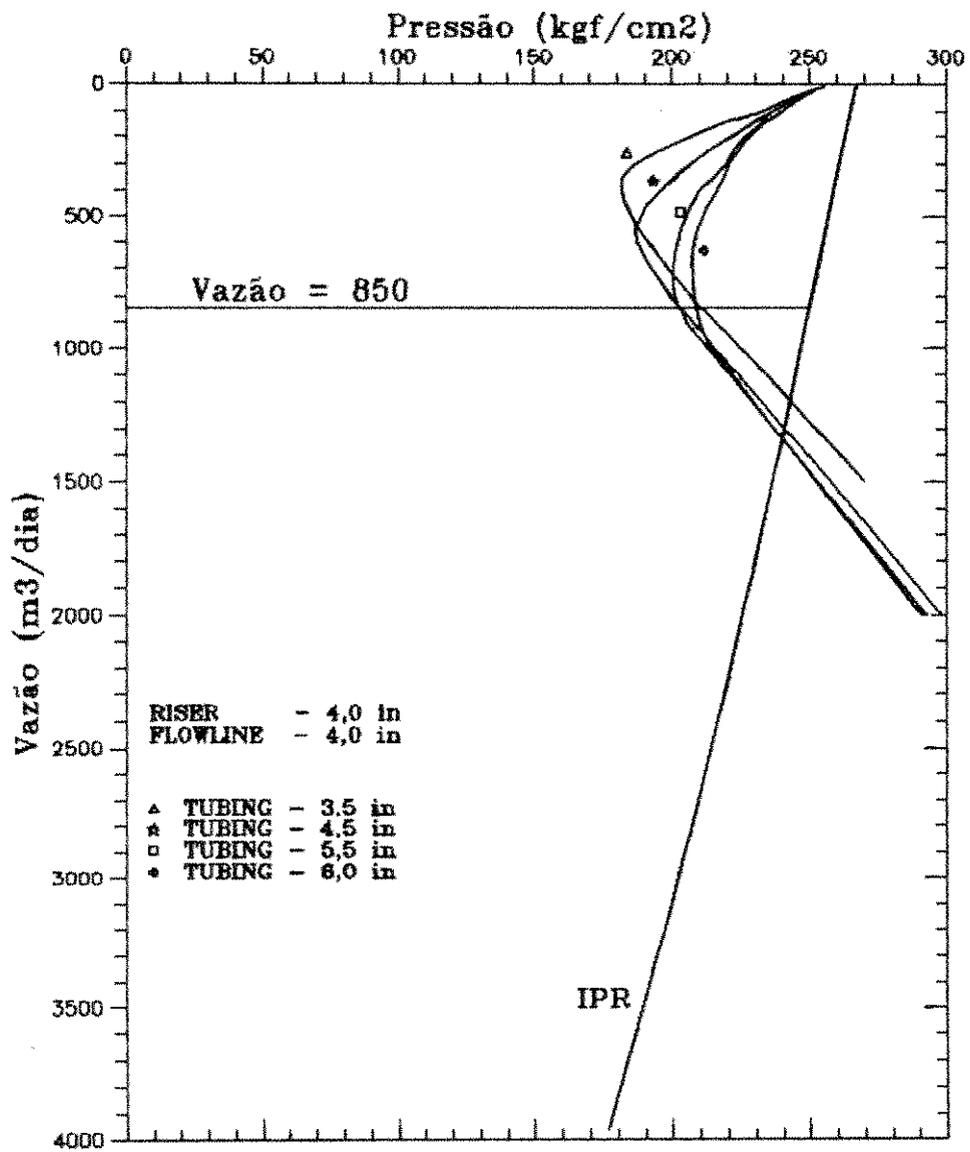


FIGURA 5.8: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 4" e Flowline de 4".

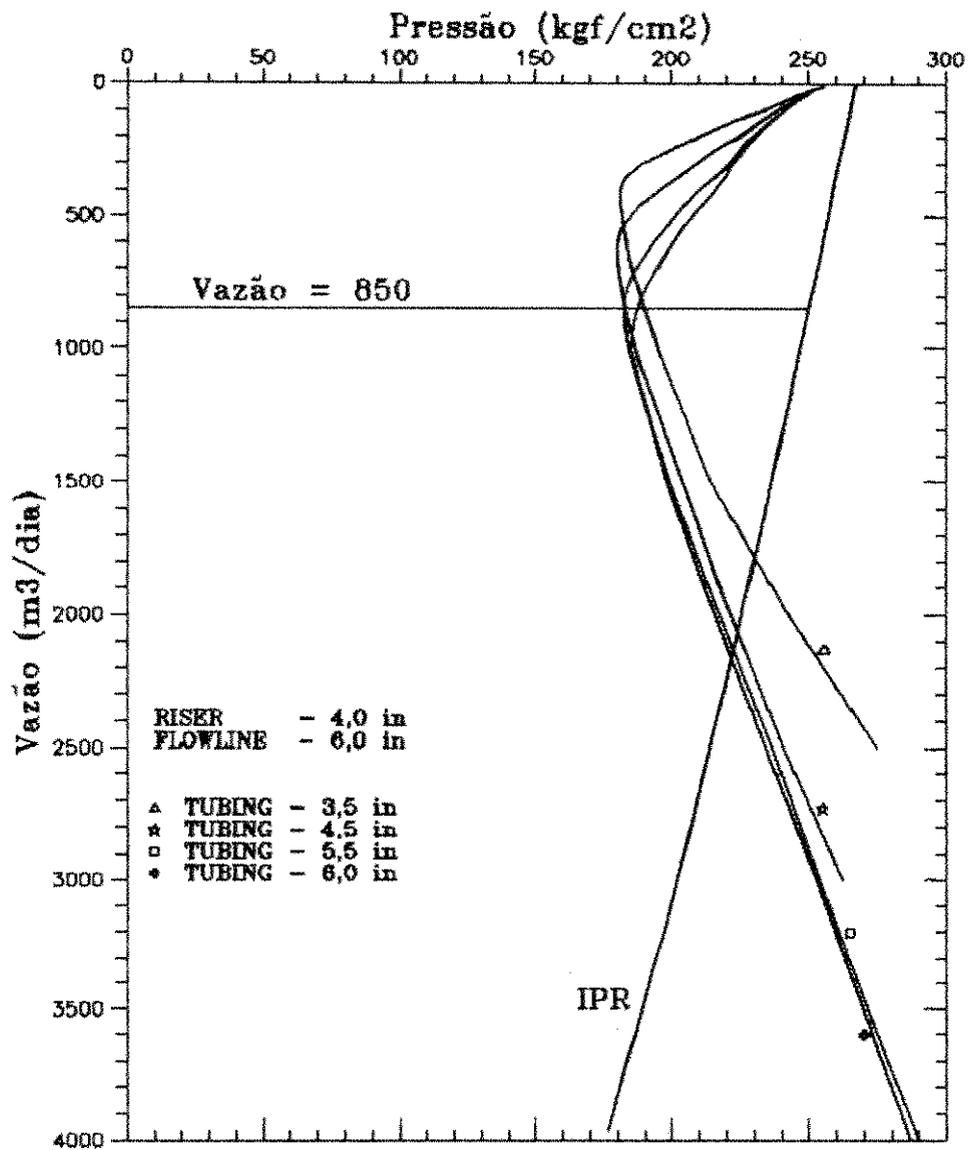


FIGURA 5.9: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 4" e Flowline de 6".

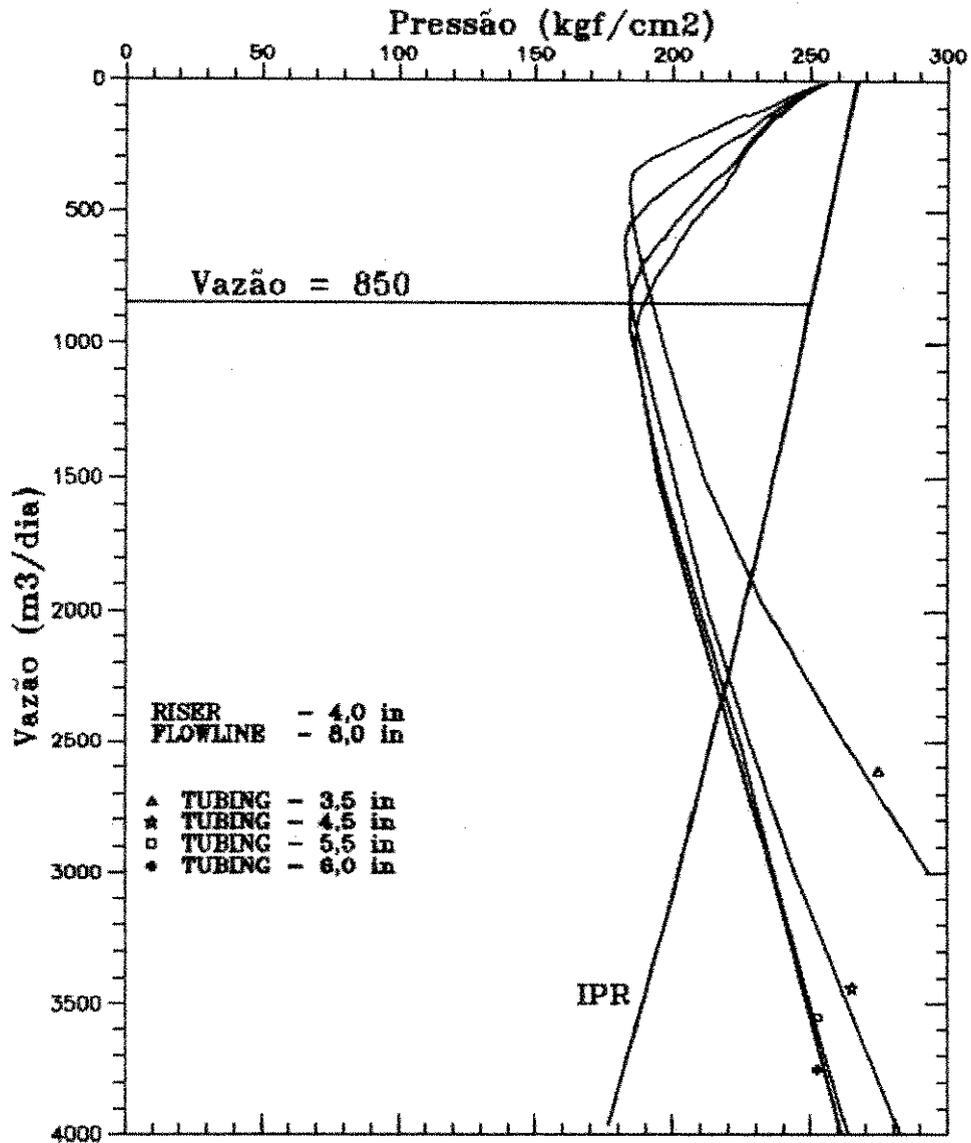


FIGURA 5.10: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 4" e Flowline de 8".

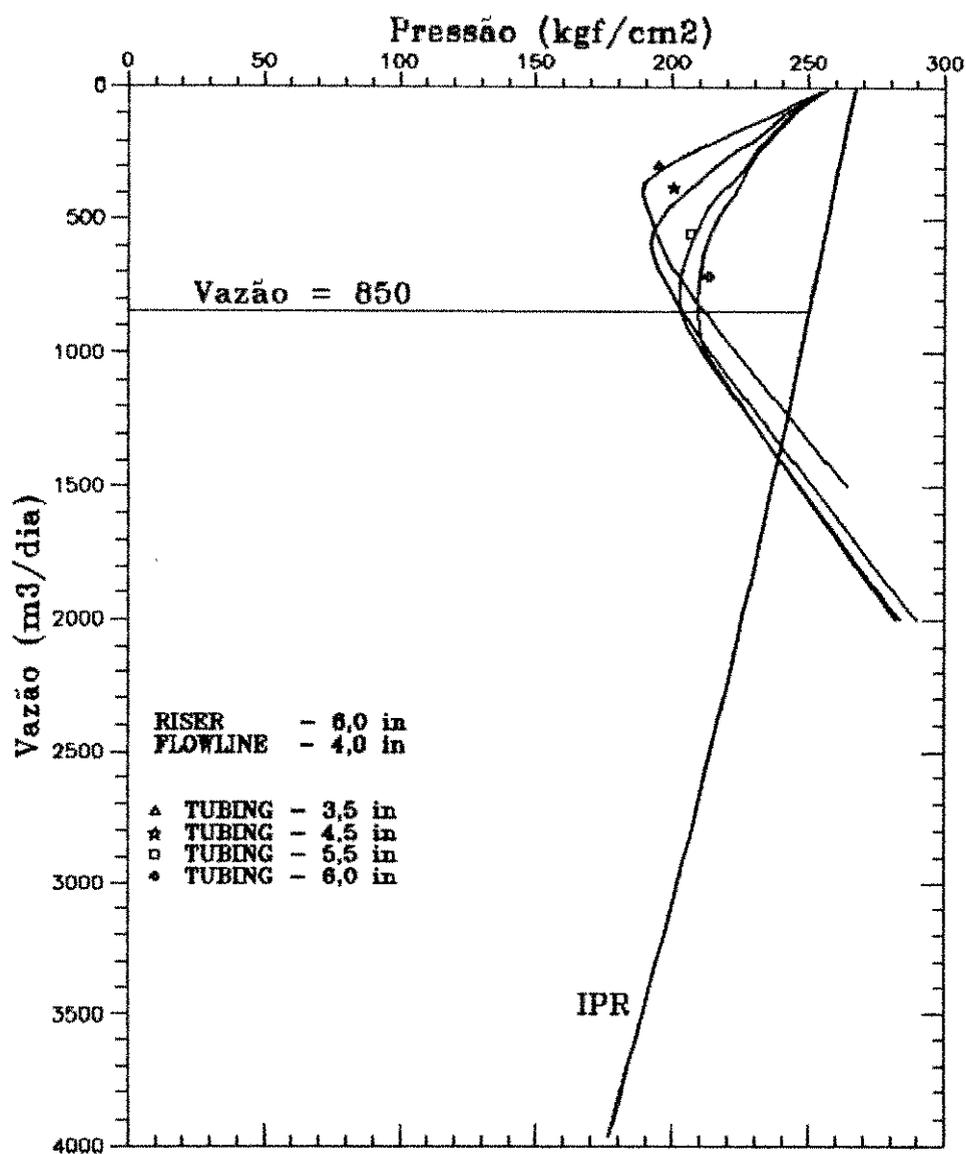


FIGURA 5.11: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 6" e Flowline de 4".

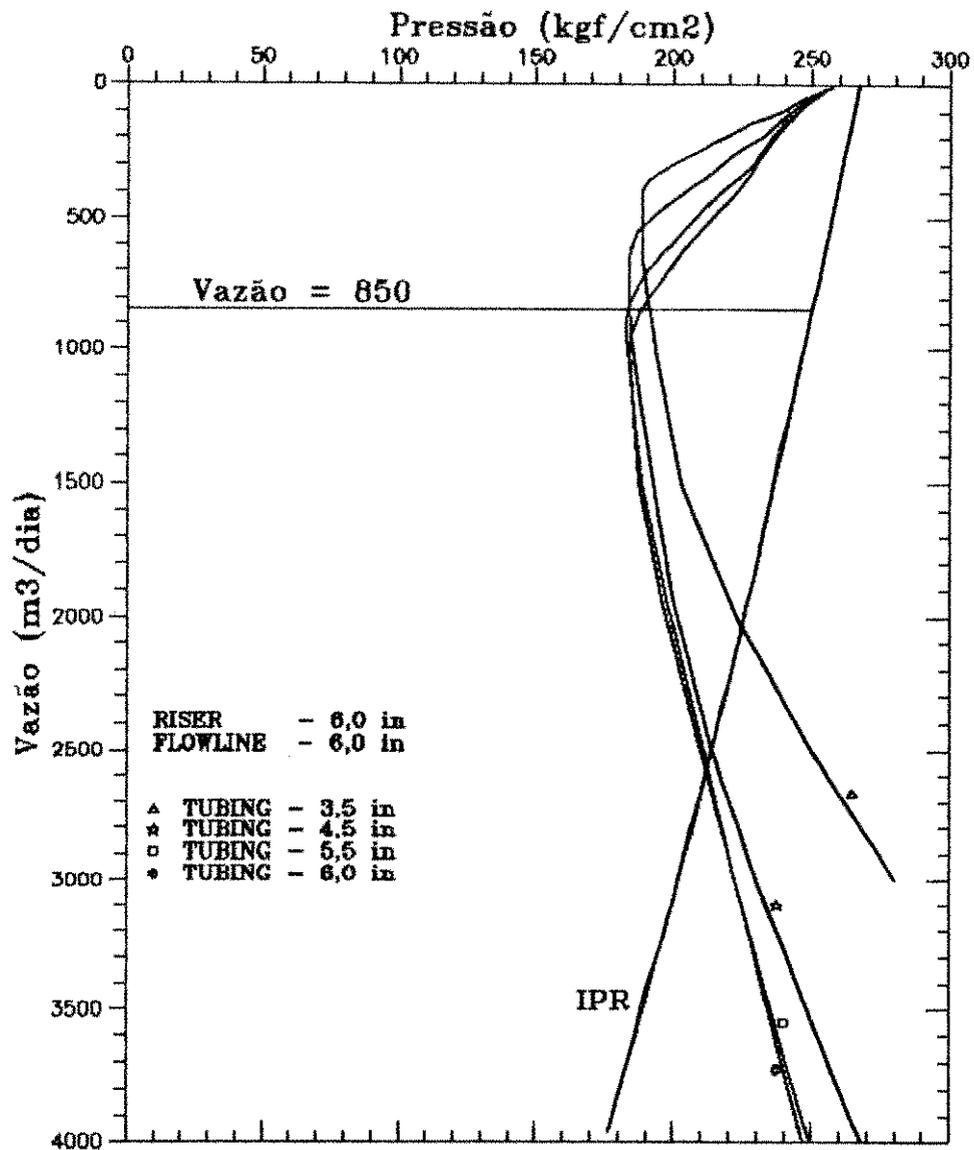


FIGURA 5.12: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 6" e Flowline de 6".

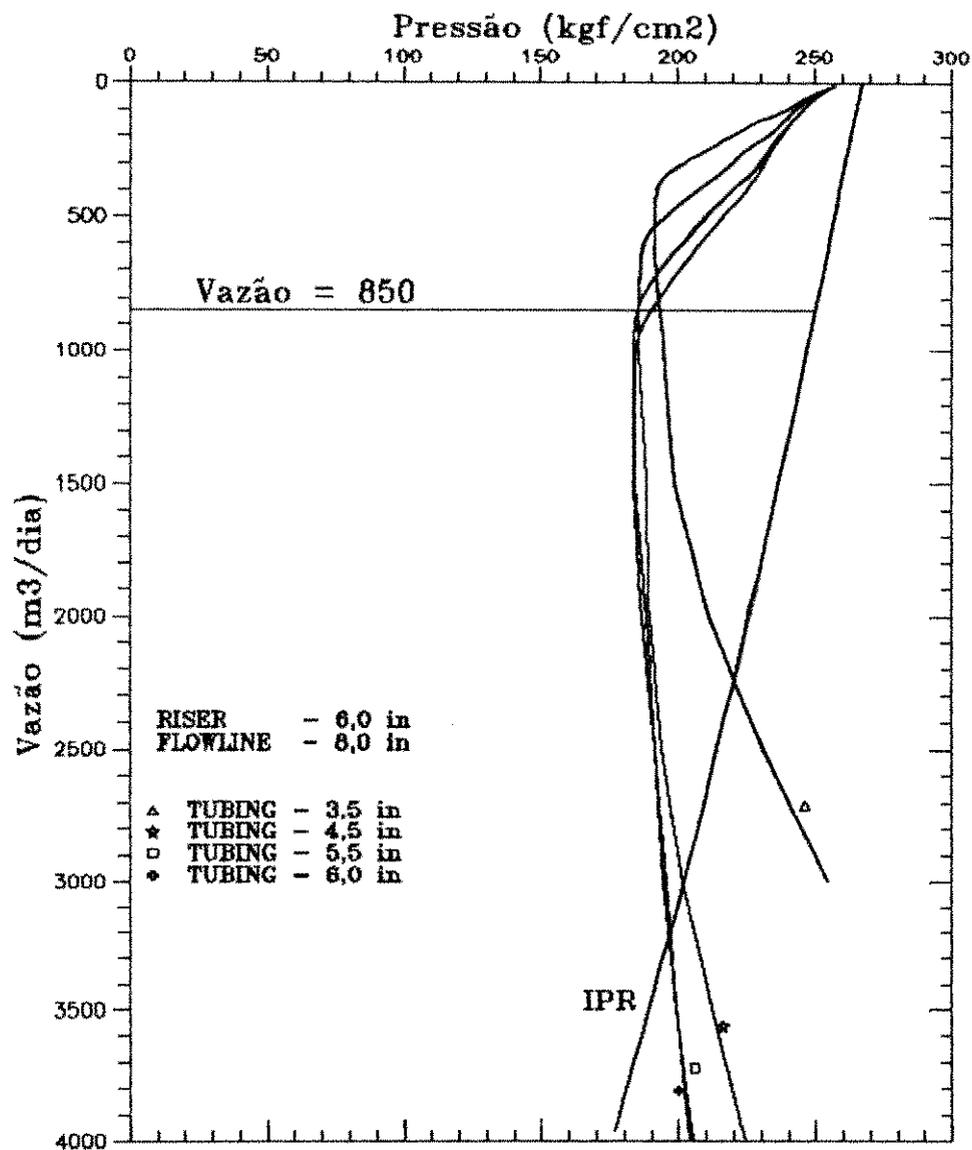


FIGURA 5.13: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 6" e Flowline de 8".

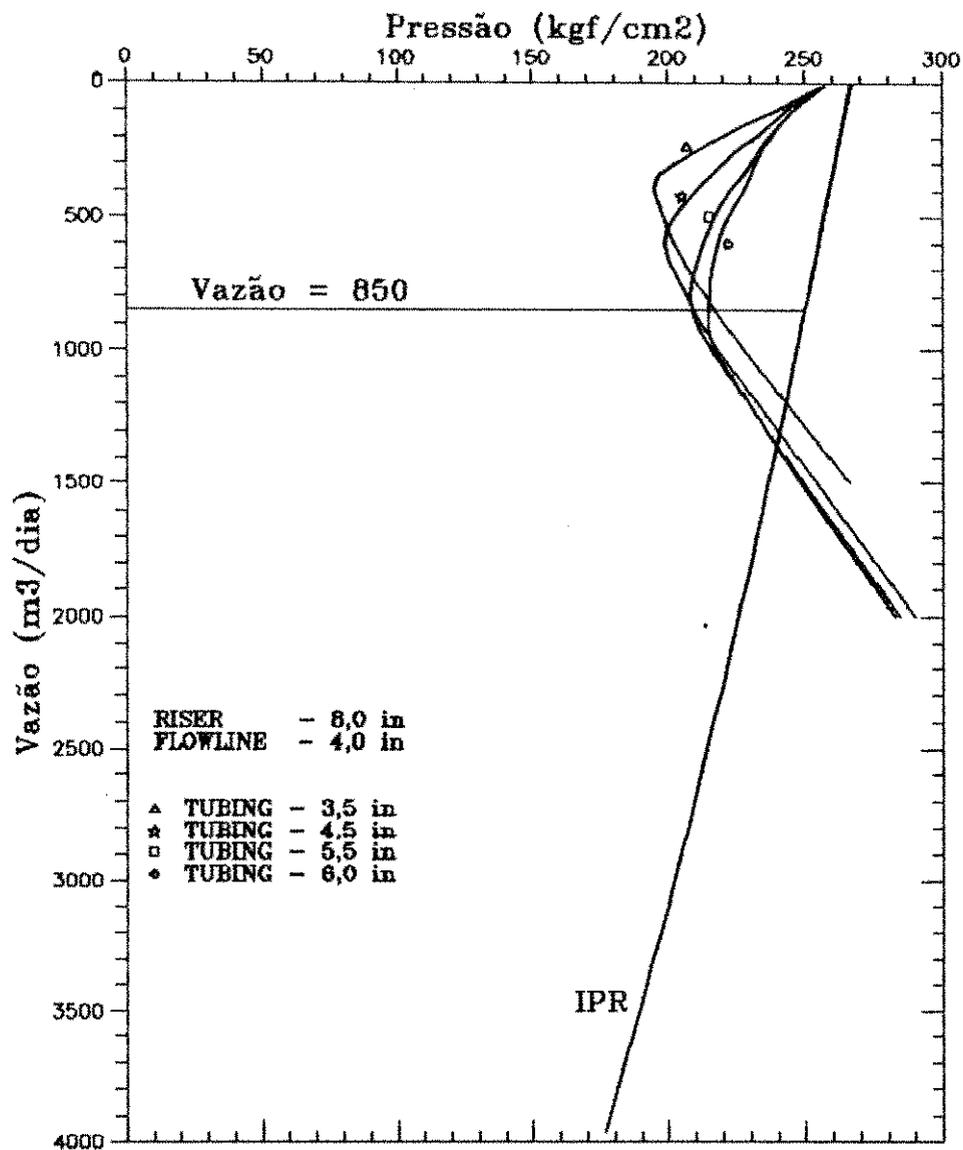


FIGURA 5.14: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 8" e Flowline de 4".

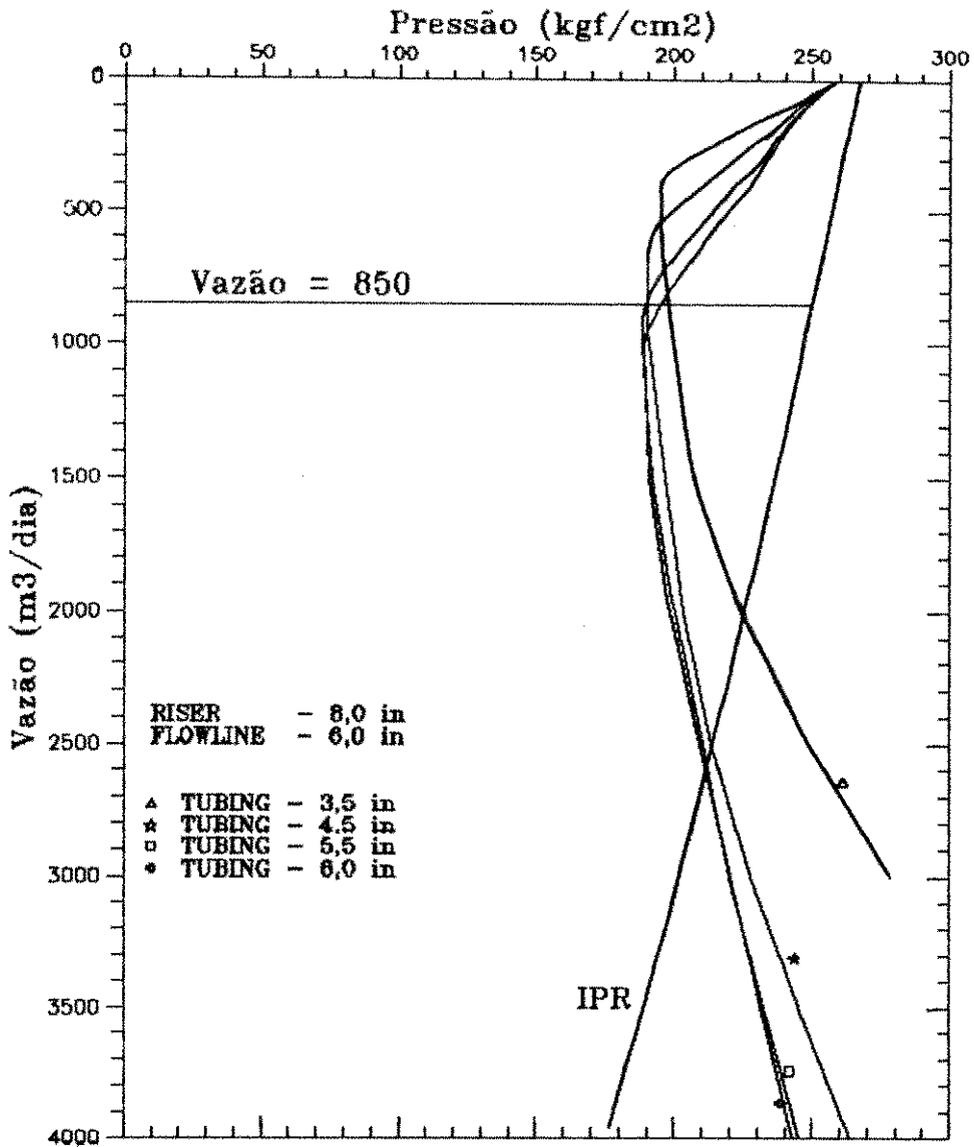


FIGURA 5.15: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 8" e Flowline de 6".

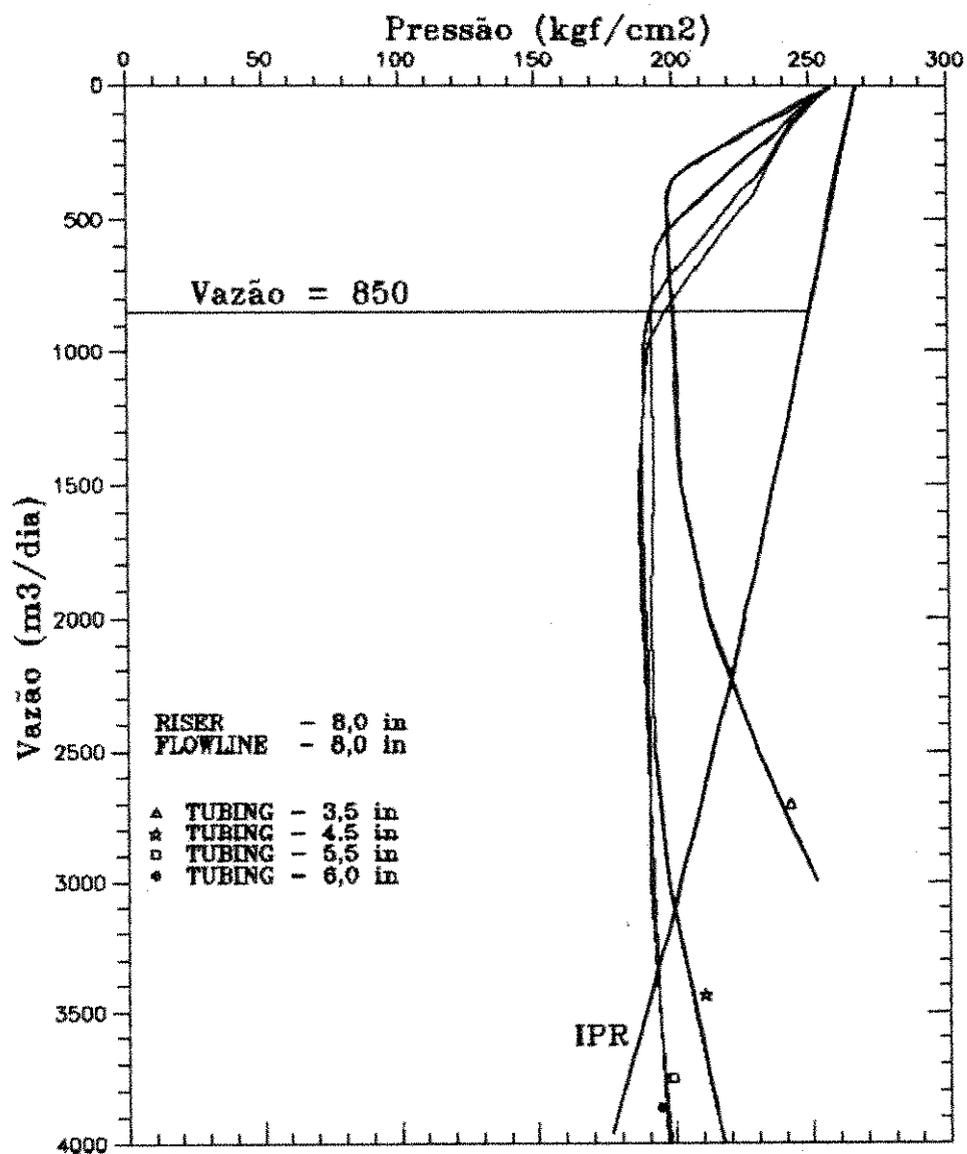


FIGURA 5.16: Curvas de TPR do poço-tipo para Riser de 8" e Flowline de 8".

Pela análise das Figuras 5.8 a 5.16, nota-se que os gráficos guardam entre si o relacionamento necessário para que todas as linhas de escoamento sejam tratadas como um conjunto e não individualmente.

Dessa forma a decisão sobre a melhor configuração de diâmetros para cada linha pode ser processada da seguinte maneira:

5.4.1) Tubing

Em todos os gráficos, sem exceção, a curva correspondente ao tubing de 3 1/2", embora esteja relativamente próxima das outras na altura da vazão de projeto (850 m³STD/dia), desvia-se bastante daí em diante, provocando maior perda de pressão no escoamento dos fluidos para vazões maiores. Aliás, a rigor, esta curva só seria mais favorável (requereria menor perda de pressão) para vazões da ordem de 400/500 m³STD/dia, que podem ser consideradas baixas para esses poços de grande produtividade e de onde se espera produções bem maiores.

É conclusivo portanto, que as configurações com tubing de 3 1/2" são desaconselháveis quando comparadas com as outras

Outra característica semelhante em todos os gráficos é que a curva correspondente ao tubing de 6" é bem próxima da de 5 1/2", a não ser quando a vazão toma valores bem baixos, quando inclusive, devido à reversão das TPRs, a curva de 6" provoca maior perda de carga do que a de 5 1/2". Assim, a exemplo do

diâmetro de $3\frac{1}{2}$ " , o *tubing* de 6" também pode ser desconsiderado em nome do de $5\frac{1}{2}$ " , que fornece praticamente os mesmos resultados em termos de perda de pressão, para os níveis de vazão pretendidos.

Para o *tubing*, resta apenas decidir entre os de diâmetro $4\frac{1}{2}$ " e $5\frac{1}{2}$ ". Existe, também neste caso, grande semelhança entre essas duas curvas, exatamente para os níveis de vazão onde se deverá trabalhar (800 a 1000 m^3 STD/dia). Em alguns casos, onde é maior o diâmetro do *flowline*, essa igualdade se estende até 2200/2500 m^3 STD/dia. Portanto, em termos de perda de pressão, é indiferente trabalhar com um diâmetro ou outro. Conseqüentemente o *tubing* de $4\frac{1}{2}$ " é selecionado, mesmo porque, se houver necessidade de se trabalhar com vazões menores, esse valor é francamente mais favorável que o outro.

5.4.2) Flowline

A decisão sobre o melhor diâmetro para o *flowline*, pode ser tomada de maneira mais clara, a partir dos gráficos das Figuras 5.17 a 5.19. Em cada uma dessas figuras aparece as três curvas referentes aos valores do diâmetro do *flowline*, mantendo-se fixo o diâmetro do *tubing*, já decidido em $4\frac{1}{2}$ " , e variando-se o diâmetro do *riser*.

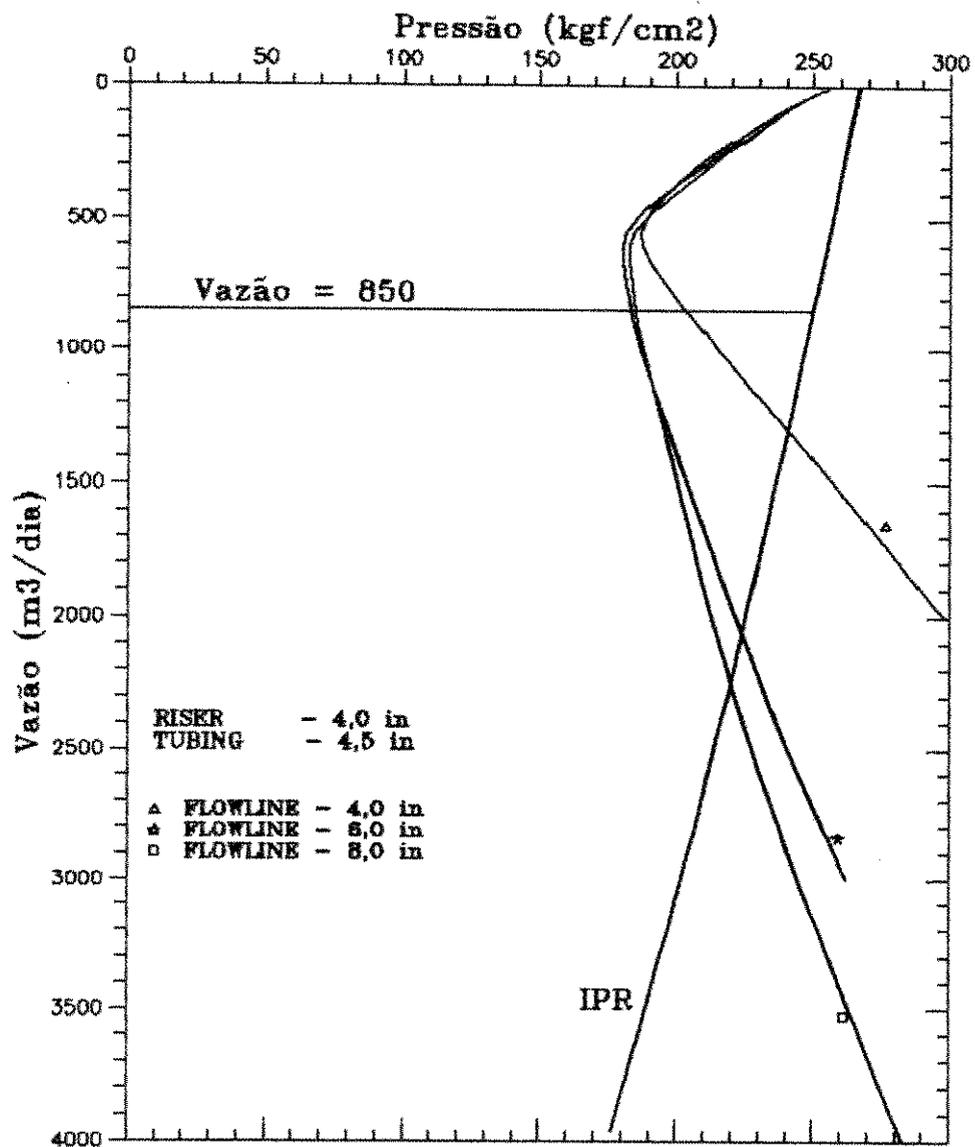


FIGURA 5.17: Curvas de TPR do poço-tipo para Tubing de 4 1/2" e Riser de 4".

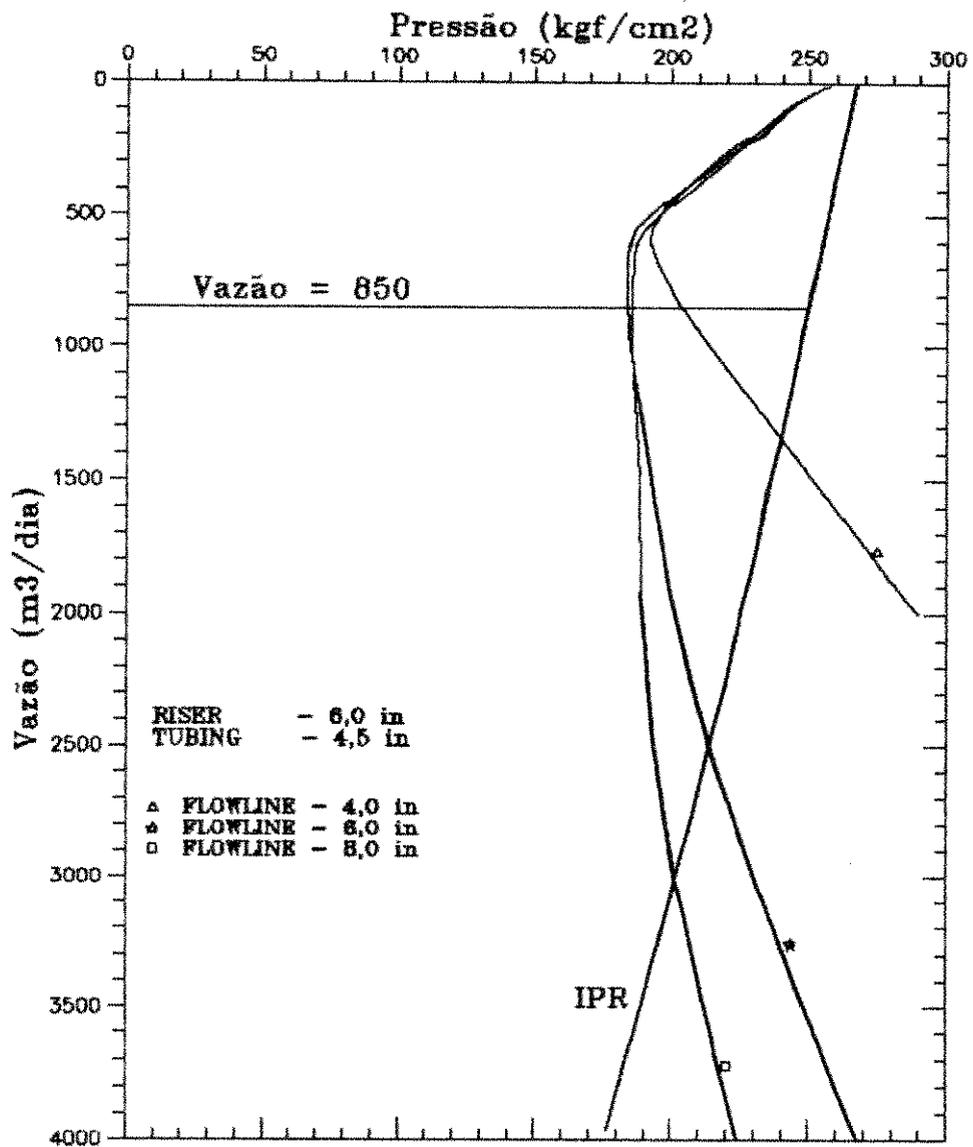


FIGURA 5.18: Curvas de TPR do poço-tipo para Tubing de 4¹/₂" e Riser de 6".

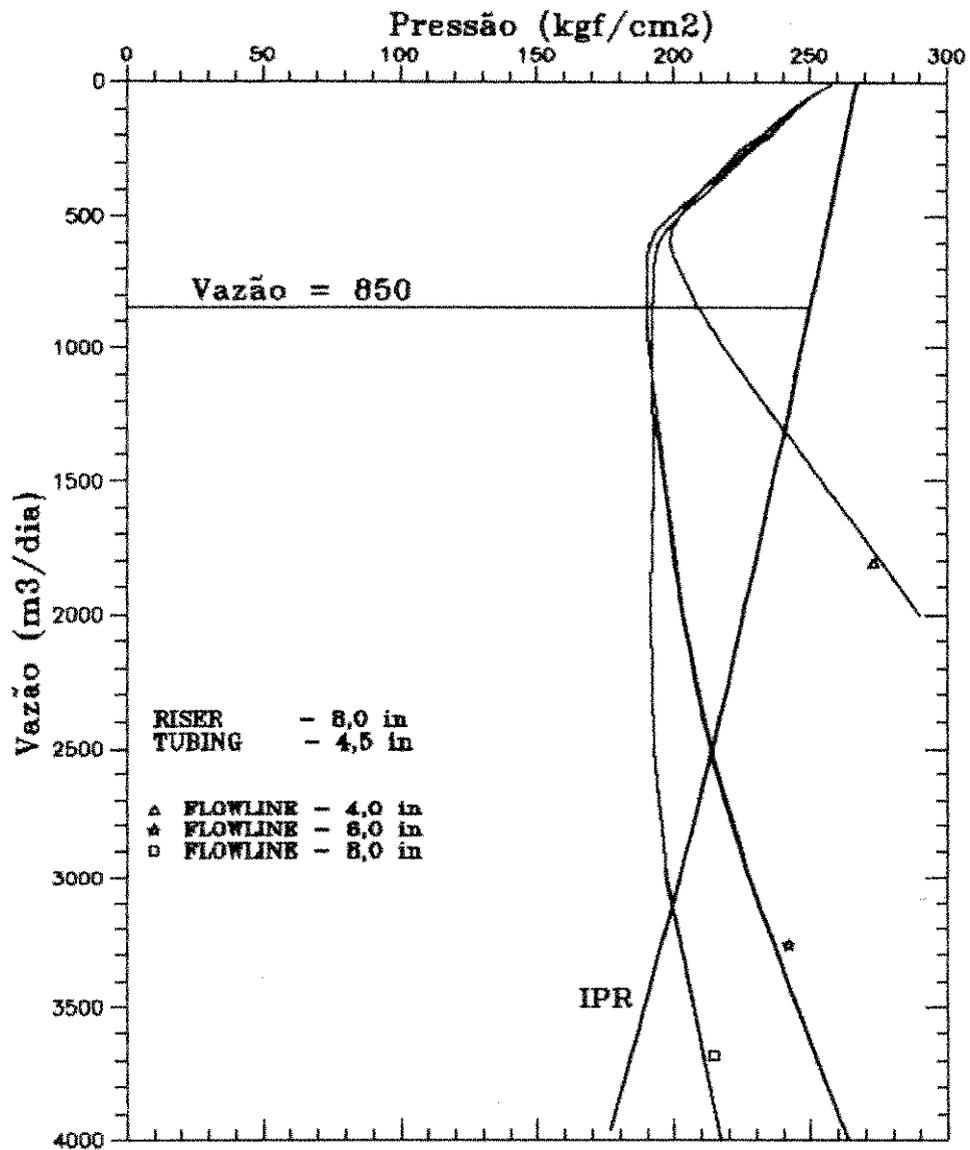


FIGURA 5.19: Curvas de TPR do poço-tipo para Tubing de 4 1/2" e Riser de 8".

O comum nos três gráficos é o fato de as três curvas manterem-se juntas até vazões da ordem de 400 m³STD/dia, e, para os níveis de produção pretendido (850 m³STD/dia), a curva referente ao diâmetro de 4" estar bem afastada, requerendo portanto maior perda de pressão, tornando-se assim inviável frente às outras duas.

Quanto a essas duas outras curvas, elas permanecem semelhantes até valores próximos à vazão de 1500 m³STD/dia. Assim sendo, por razões econômicas, a escolha recai sobre o *flowline* com diâmetro de 6".

5.4.3) Riser

Após a decisão de se utilizar *tubing* de 4^{1/2}" e *flowline* de 6", a escolha do diâmetro do *riser* pode ser feita com base no gráfico da Figura 5.20.

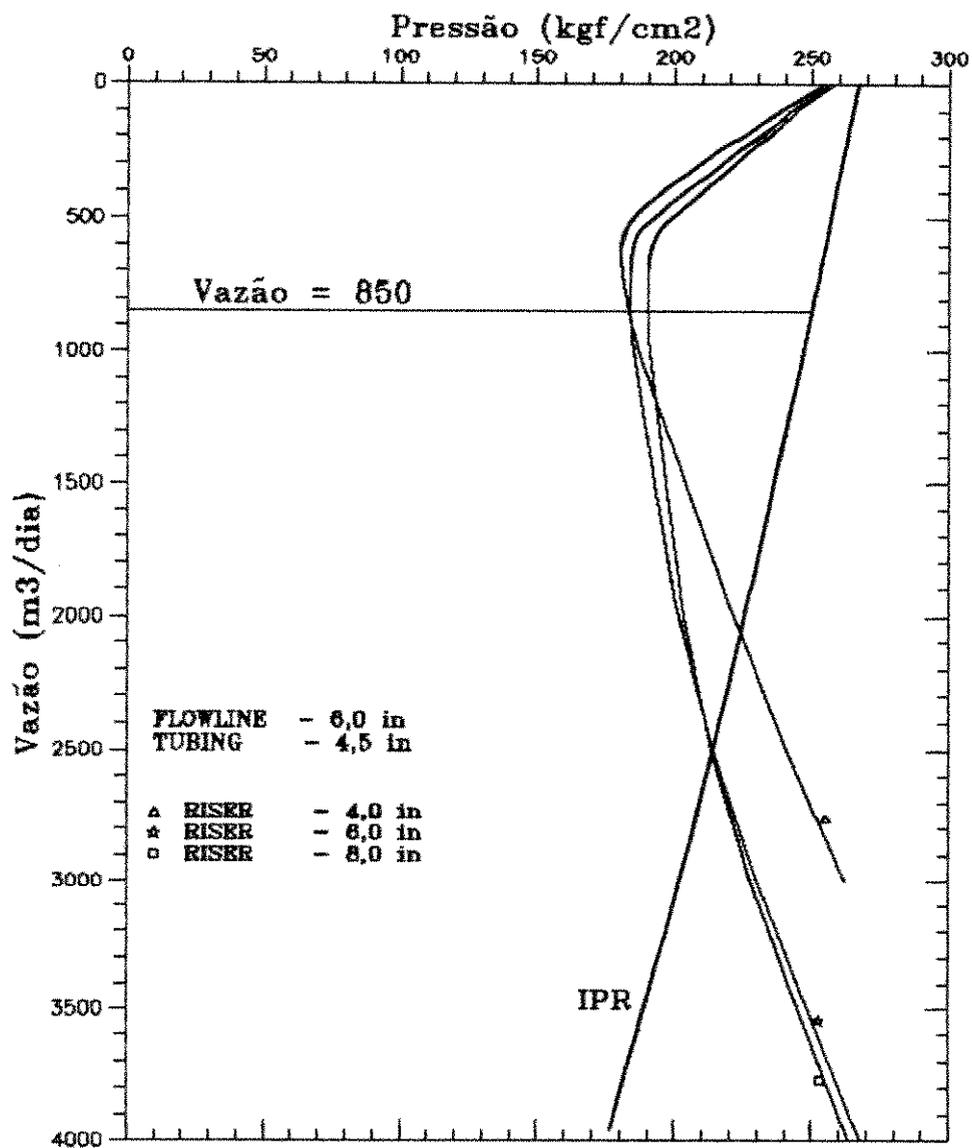


FIGURA 5.20: Curvas de TPR do poço-tipo para Tubing de 4 1/2" e Flowline de 6".

O gráfico deixa claro que as curvas, também nesse caso, guardam entre si semelhança tal, que permite concluir: para vazões inferiores a 1500 m³STD/dia, pode-se utilizar riser com diâmetro de 4" sem que haja prejuízos, quanto a maiores perdas de pressão.

Resumindo, a configuração escolhida foi:

Tubing —————→ 4 1/2"

Flowline —————→ 6"

Riser —————→ 4"

A Figura 5.21 ilustra a TPR com a configuração de diâmetros escolhida e a IPR do poço-tipo.

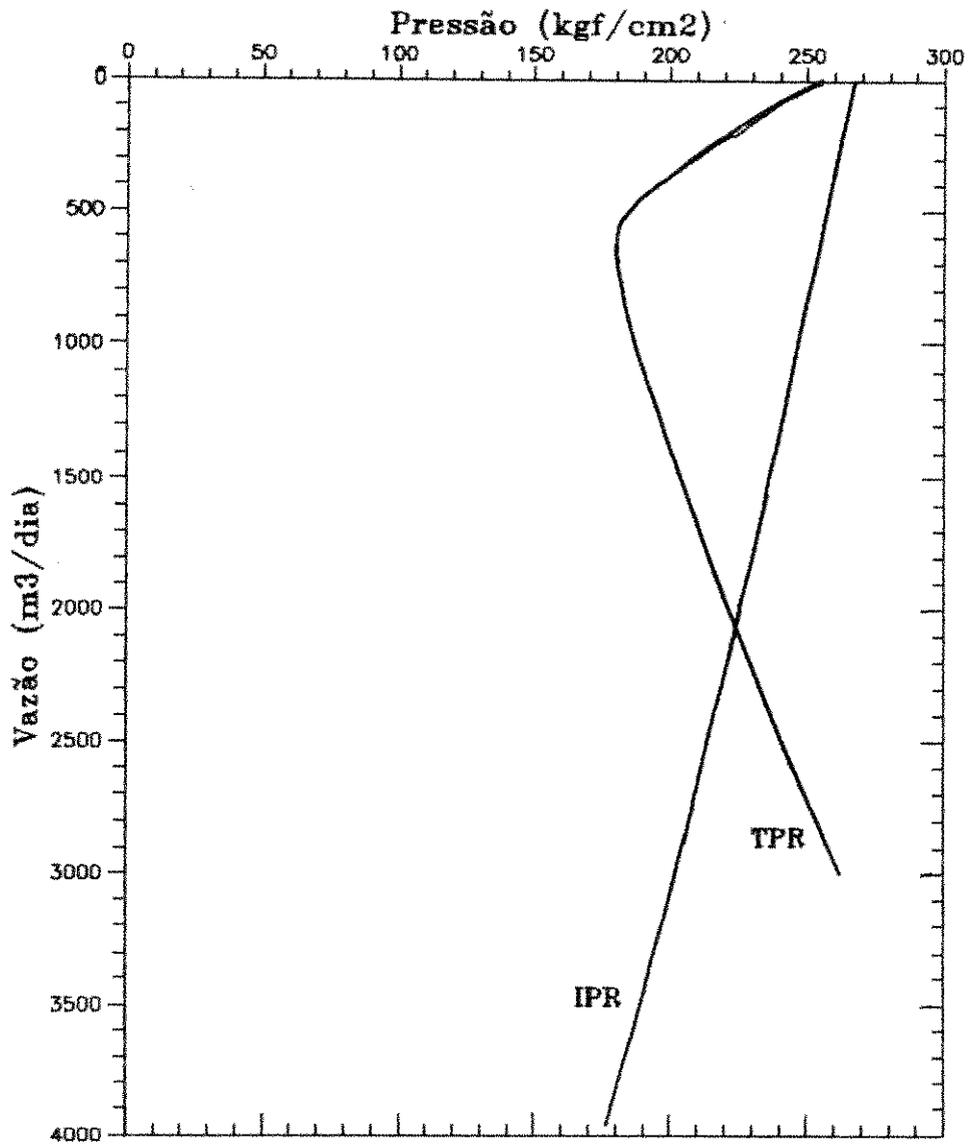


FIGURA 5.21: Gráfico com as curvas de TPR e IPR do poço-tipo

5.5) PERDAS DE CARGA LOCALIZADAS

Todos os cálculos realizados até agora não levaram em conta as perdas de carga localizadas, que existem por exemplo, na árvore-de-natal, no TDP do riser, etc. Apesar disso, não se observa distorções na avaliação dos gradientes e das perdas de pressão.

Uma análise simplificada da ordem de grandeza dessas perdas de carga, baseada nos estudos feitos por Sookprasong^{2,2}, permite concluir que tais valores têm níveis médios de 5 a 10 psi, não sendo nunca superiores a 15 psi.

Dessa forma é plenamente aceitável desconsiderar essas perdas, visto que os valores de pressão e perdas de carga aqui envolvidos são bem maiores que esses.

5.6) AS IPRs FUTURAS

Conforme mencionado, foi decidido que o presente trabalho, procede à determinação das IPRs, utilizando o método de Fetkovich. Este método permite calcular as curvas para instantes futuros, simplificadamente, a partir da IPR atual e da pressão estática do reservatório no tempo futuro em questão.

A Figura 5.22 apresenta um gráfico destacando a IPR atual, e as IPRs para dois momentos futuros, a saber: instante em que o poço não conseguirá mais manter a produção de projeto (850 m³STD/dia), necessitando portanto, de elevação artificial; e a IPR para o instante limite de surgência. Isto, evidentemente, está relacionado à TPR traçada para pressão no *manifold* junto à plataforma de 30 kgf/cm². Assim, para os casos em que for possível, basta reduzir a pressão de chegada do escoamento na plataforma, para que se obtenha novas curvas de TPRs e, conseqüentemente, novos instantes de necessidade de elevação artificial e também de limite de surgência. Isso pode ser observado nas curvas de TPR, que também fazem parte do gráfico da Figura 5.22, para pressões na plataforma iguais a 20 e 10 kgf/cm².

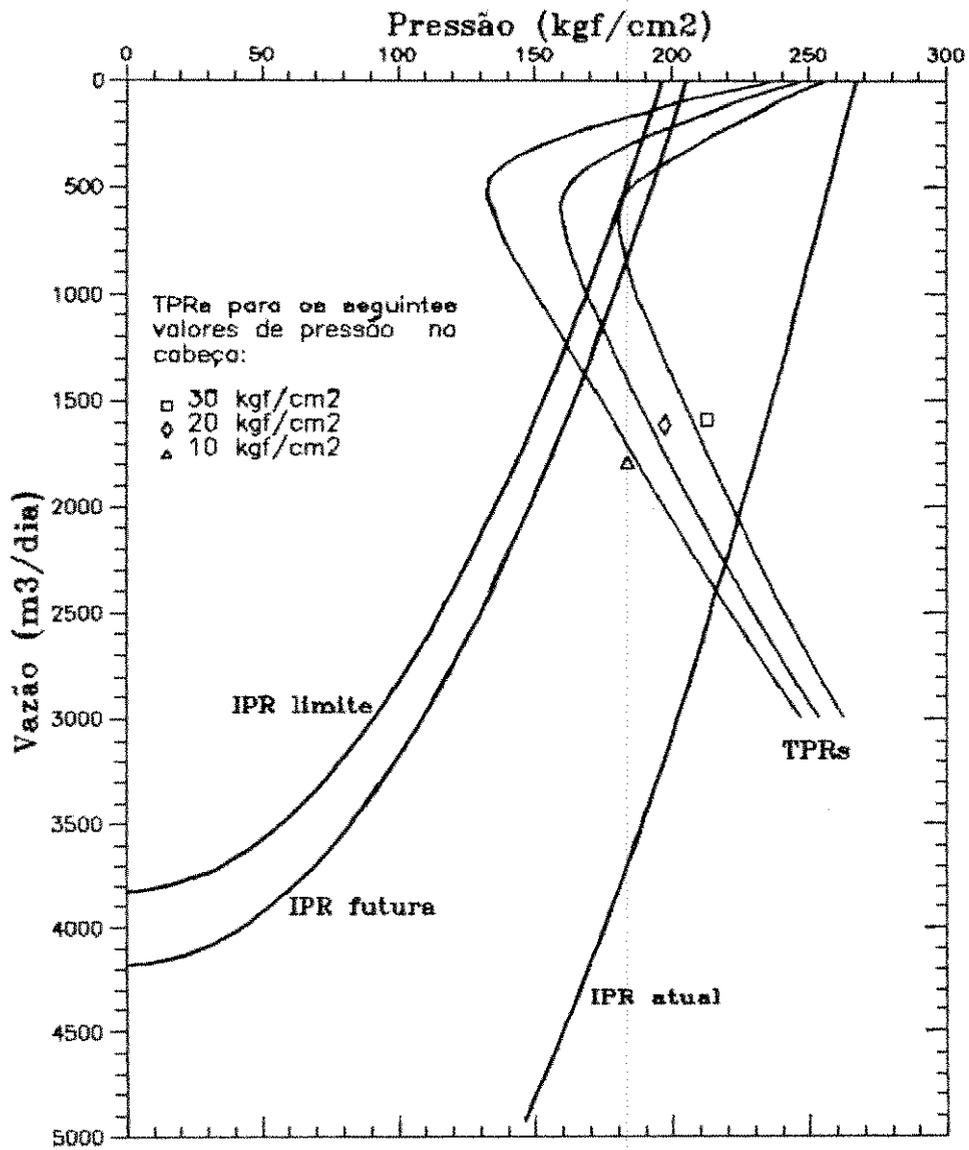


FIGURA 5.22: Curvas de IPRs e TPRs do poço-tipo.

CAPÍTULO VI: A ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

6.1) GENERALIDADES

A elevação artificial é um método de produção que, embora só venha a ser efetivamente utilizada no poço, pelo menos na maioria dos casos, depois de muito tempo de produção por surgência, ela tem de ser dimensionada de maneira bastante criteriosa antes mesmo da completação dos respectivos poços, visto que nessa etapa já deverão ser instalados os equipamentos necessários à produção por elevação artificial.

Embora este seja um item do projeto que envolva muitos parâmetros, pois somente a decisão sobre que método de elevação artificial adotar já traga consigo, não só a necessidade de análise técnica, como também econômica, no caso específico desse trabalho, onde os objetivos são poços satélites em águas profundas, isto pode ser simplificado já que alguns métodos tornam-se claramente inviáveis, pois demandam excessivas intervenções no poço (*workover*). Estes trabalhos de manutenção e regulagens do sistema são extremamente indesejáveis em grandes lâminas d'água, devido aos altos custos de sonda envolvidos.

6.2) A ESCOLHA DO MÉTODO

De acordo com o item 2.3.4.2 deste trabalho, existem basicamente dois tipos de elevação artificial, que são: o bombeio e o *gas-lift* contínuo. Sendo que, enquanto o primeiro fornece energia suficiente para que a produção de fluidos atinja a superfície com a pressão desejada, o segundo método atua na redução do gradiente de pressão ao longo do escoamento, baseando-se no fato de que os fluidos terão seu peso específico e sua viscosidade reduzidos quando misturados ao gás que é injetado na coluna de produção.

Evidentemente a escolha do método de elevação artificial a ser empregado não se resume apenas em decidir entre os dois apresentados acima, pois dispõem-se já de inúmeras formas de bombeio que, embora tenham a mesma concepção básica, isto é, fornecimento de energia aos fluidos no fundo do poço, diferem quanto ao tipo de energia empregada: elétrica, mecânica ou hidráulica, além de outros aspectos de projeto que distinguem um método do outro.

A despeito disto, de um modo geral os métodos de bombeio exigem a instalação de equipamentos de subsuperfície, ou seja, colocados dentro do poço. Estes, por sua vez, por melhores e mais bem preparados que sejam, quase que inevitavelmente apresentam problemas, exigindo manutenção e/ou reparos que, conseqüentemente, demandam tempo de sonda com trabalhos em águas profundas. Isto, por razões econômicas, é exatamente o que se deve evitar, pois esses custos são elevadíssimos,

inviabilizando qualquer método de elevação artificial que deles dependa.

Desta forma, a conclusão sobre elevação artificial para poços satélites com completação submarina em águas profundas é: o único método viável é o *Gas-lift* contínuo, pois é o método onde os equipamentos envolvidos, de um modo geral, estão na superfície, dispensando o trabalho de sonda para sua manutenção.

A Figura 6.1 ilustra um esquema de instalações de produção com método de elevação artificial por *gas-lift* contínuo. Nota-se ali que os únicos equipamentos colocados na subsuperfície são as válvulas que fazem a ligação do espaço anular com a coluna de produção.

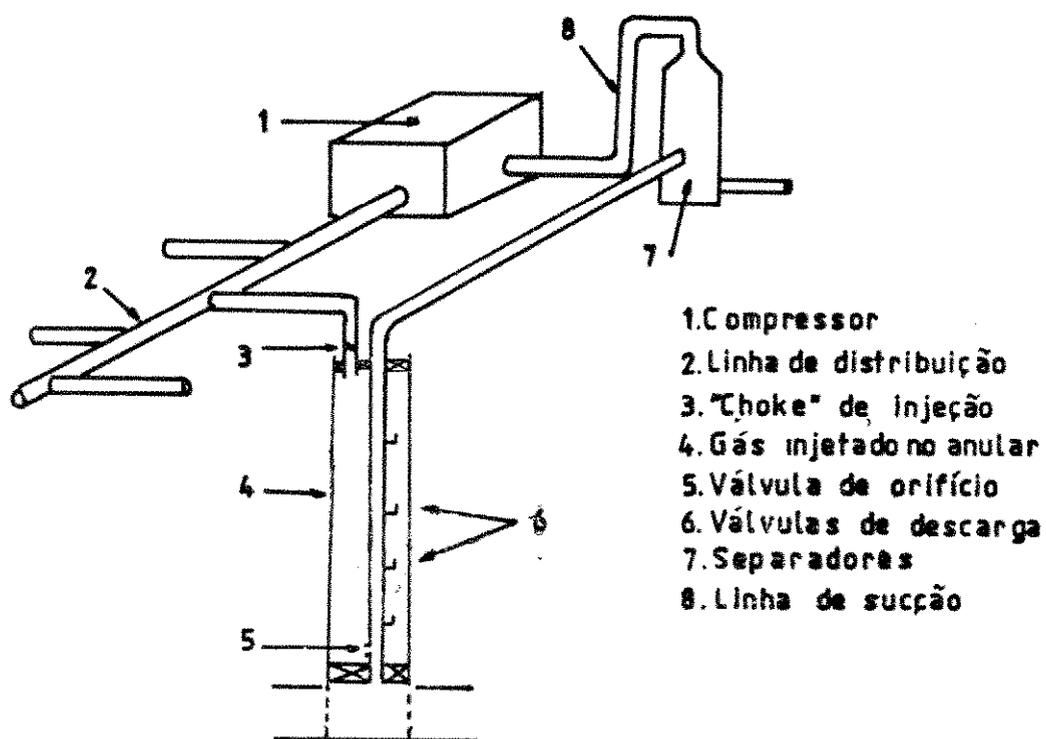


FIGURA 6.1: Sistema de produção por Gas-lift contínuo.

Dos tipos de válvulas do sistema de *gas-lift* contínuo, a de orifício, de concepção muito simples, raríssimas vezes apresenta problemas, já que não se constitui de muitos detalhes, consistindo-se apenas de uma *check-valve* (fluxo num único sentido) que permite a passagem de gás do espaço anular para a coluna de produção, desde que haja diferencial de pressão entre os dois ambientes.

As válvulas de descarga, no entanto, se traduzem como sendo o único inconveniente no método de *gas-lift* contínuo. São os elementos que podem necessitar de manutenção, exigindo intervenção com sonda. Estas válvulas, conforme ilustra a Figura 6.2, possuem um compartimento carregado com nitrogênio, numa pressão adequada a cada projeto, que garante abertura e fechamento da porta de acesso à coluna. Aliás, o principal problema que ocorre com esse tipo de válvula, é o fole de nitrogênio perder sua pressão original, descaracterizando a função da válvula.

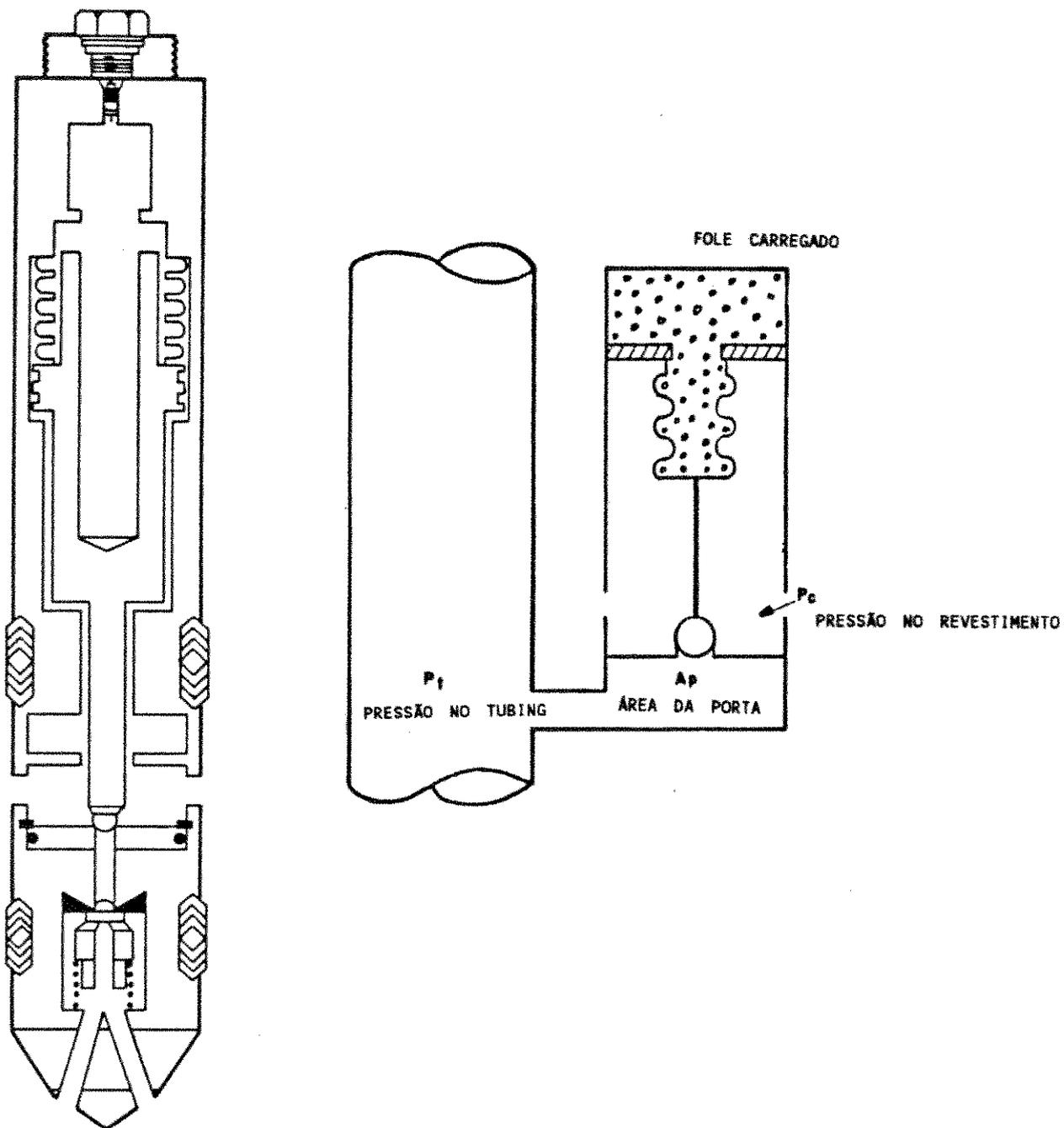


FIGURA 6.2: Válvula de pressão com fole carregado de nitrogênio.

Torna-se necessário portanto resolver este problema, garantindo a validade do sistema de *gas-lift* como método de produção para os poços em águas profundas.

A sugestão do presente trabalho é um sistema que não utilize essas válvulas, eliminando-se, assim, o único foco de problemas dos equipamentos de subsuperfície da elevação pneumática. O sistema passa a contar, então, com um só ponto de injeção de gás na coluna: a válvula de orifício, que também será utilizada na descarga do poço. De agora em diante, este sistema será tratado como Método de *Gas-lift* sem válvulas. A Figura 6.3 mostra um esquema simplificado da concepção do método.

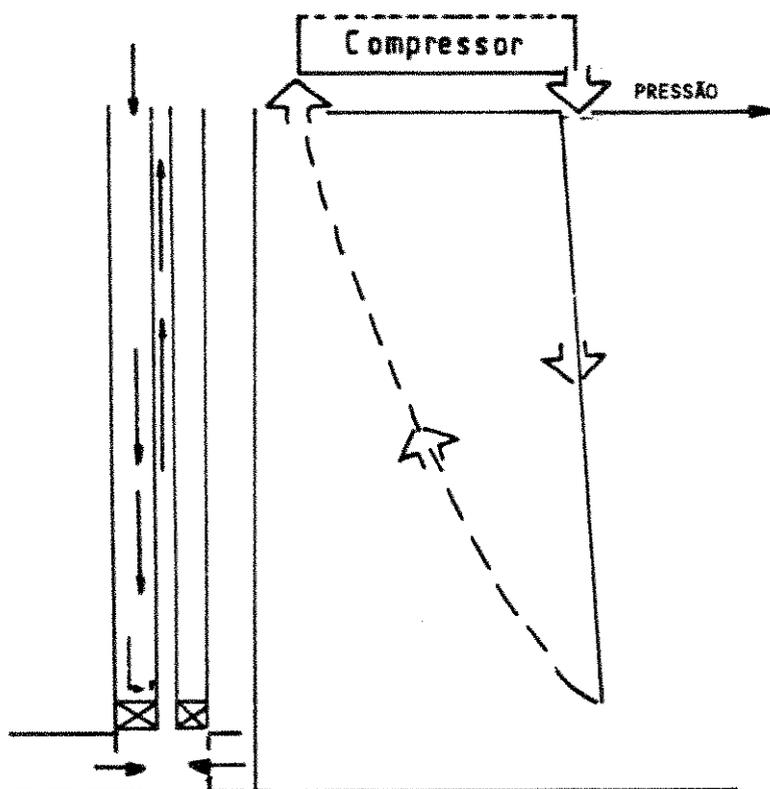


FIGURA 6.3: Concepção do Método de *Gas-lift* sem válvulas.

6.3) O MÉTODO DE GAS-LIFT SEM VÁLVULAS

Conforme ilustrado pelas Figuras 6.1 e 6.3, a diferença entre o sistema de *gas-lift* convencional e o método proposto, é exatamente a eliminação das válvulas de descarga, visando um processo mais estável e sem nenhuma intervenção no poço, pelo menos para corrigir ou melhorar o sistema de *gas-lift*.

Fica claro, portanto, que em operação normal de produção, não haverá diferença entre os métodos, pois no *gas-lift* convencional, estando o poço em produção, as válvulas de descarga permanecem fechadas e a injeção é feita exclusivamente pela válvula de orifício (ponto de injeção).

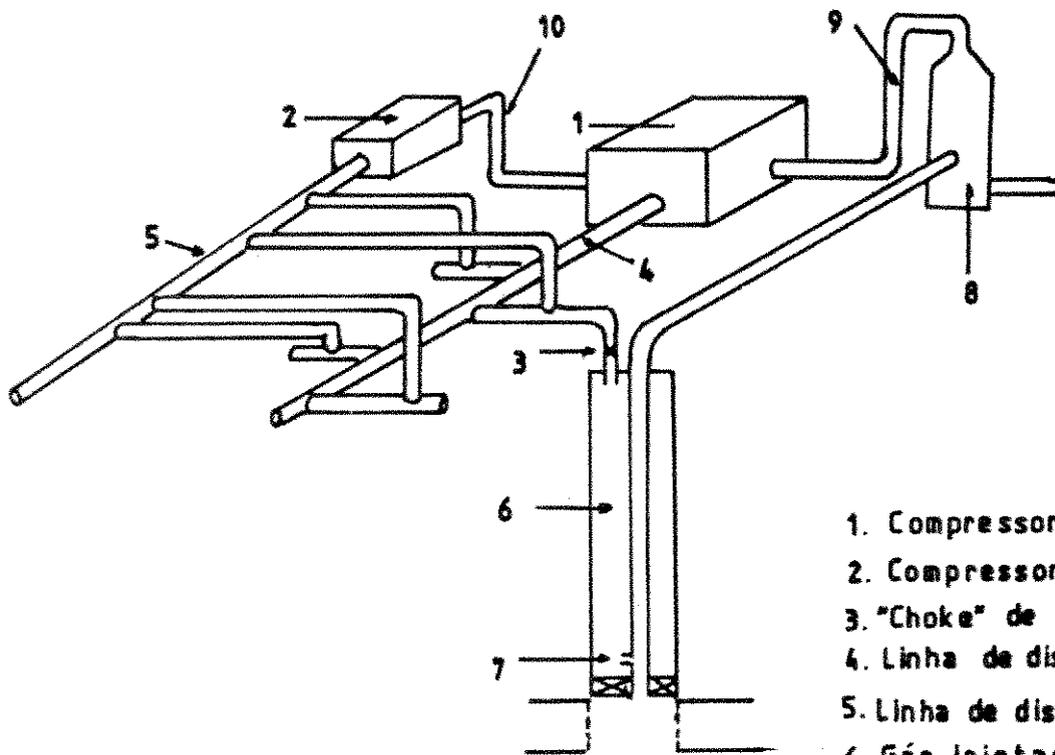
Para o caso do *gas-lift* sem as válvulas de descarga, haverá então uma situação de alta pressão exclusivamente para o *kick off*, isto é, para a "partida" do poço, voltando o sistema a operar com pressões menores quando os fluidos nas linhas entrarem efetivamente em produção.

Evidentemente é anti-econômico utilizar, para a injeção permanente de gás, compressores que tenham potência suficiente para realizar o *kick off*, pois eles ficariam praticamente o tempo todo com boa parte dessa potência ociosa.

A sugestão é que se utilize um compressor de proporções reduzidas (*booster*) para efetuar somente o *kick off*, ou seja, apenas para elevar a pressão ao nível de partida, sendo então desligado após isso e ficando o *gas-lift*, como num caso

convencional, sustentado pelo(s) compressor(es) principal(is).

O sistema de *gas-lift* sem válvulas, conforme a sugestão apresentada, está ilustrado na Figura 6.4.



1. Compressor principal
2. Compressor "Booster"
3. "Choke" de injeção
4. Linha de distribuição principal
5. Linha de distribuição do "Booster"
6. Gás Injetado no anular
7. Válvula de orifício
8. Separadores
9. Linha de sucção principal
10. Linha de sucção do "Booster"

FIGURA 6.4: O Sistema de Gas-lift sem válvulas.

6.4) INÍCIO DA INJEÇÃO DE GÁS

Pode-se dizer, de um modo geral, que a elevação artificial deve ter início a partir do momento em que o poço não mais puder fornecer a vazão de projeto, com a mesma pressão requerida na cabeça. No entanto, sempre se faz necessário, uma avaliação criteriosa quanto ao momento certo para iniciá-la, pois, a depender das características do reservatório e do poço, e do funcionamento e custos da elevação artificial, às vezes, pode ser mais vantajoso, economicamente, manter o poço ainda por um tempo com a produção reduzida, desde que o prejuízo causado por essa redução, seja pelo menos menor que os gastos com a elevação artificial.

Para o caso em questão, onde a elevação artificial será feita por *gas-lift*, deve-se considerar que, se os principais investimentos já tiverem sido realizados (instalação do sistema de compressão e das linhas de fluxo para a injeção do gás), normalmente, inicia-se logo a elevação pneumática, uma vez que os custos dessa fase quase sempre são compensados pelo ganho de produção.

6.5) DETERMINAÇÃO DA PROFUNDIDADE DO PONTO DE INJEÇÃO

6.5.1) Aspectos Teóricos

Embora a localização do ponto de injeção de gás seja o primeiro passo no projeto de um sistema de *gas-lift* contínuo, há o fato de que, por ser função da razão gás-líquido de injeção (RGLI), é necessário a priori decidir o valor da RGLI, para então se determinar a profundidade da ponto de injeção.

Equacionando este problema, é preciso lembrar que existe uma quantidade de gás que, se injetada no anular do poço, provoca a máxima redução nas perdas de pressão do escoamento. Assim à medida que aumentamos a vazão de gás injetado, cresce também a disponibilidade de produção oferecida pelo poço. Isto é verificado até o ponto em que as alterações ocorridas nos padrões de fluxo multifásico, provocadas pela excessiva quantidade de gás no escoamento, passa a diminuir a vazão de líquidos, tornando o processo anti-producente.

O gráfico da Figura 6.5 ilustra este fato, chamando o ponto onde ocorre o mínimo no gradiente de pressão, de limite técnico da vazão de gás a ser injetada.

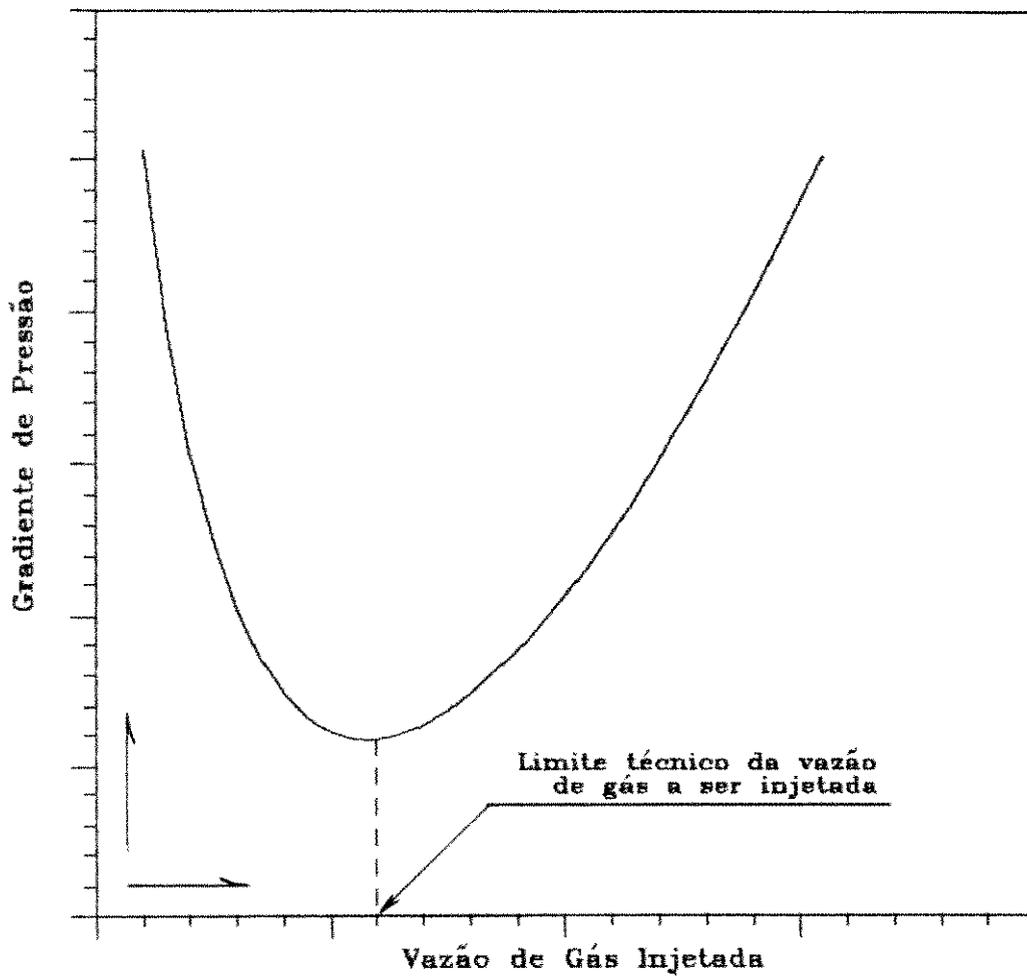


FIGURA 6.5: Gráfico do gradiente de pressão do escoamento versus vazão de gás injetada.

Um outro aspecto a analisar é o fato de que, quanto maior a RGLI, maior será a potência requerida aos compressores para efetuar a injeção. E, mesmo levando em conta que, com o aumento da vazão de gás injetada, pode-se trabalhar com menor pressão de injeção na descarga dos compressores, visto que haverá redução no gradiente de pressão ao longo do escoamento, essa economia na pressão de descarga pode não ser suficiente para compensar o aumento na vazão de injeção de gás.

Assim, o importante não é o comportamento isolado da pressão de descarga ou da quantidade de gás a ser injetada, mas sim a sua influência conjunta na determinação da potência requerida ao sistema de compressão. É necessário, portanto, que o objetivo principal seja a minimização do gasto de energia envolvido no processo. Para tal deve-se buscar primeiramente o ponto de otimização da potência, obtendo-se, com isso, a pressão de descarga e a RGLI a serem empregadas, calculando-se a profundidade do ponto de injeção, ou seja, a localização da válvula de orifício.

6.5.2) O Poço-tipo

6.5.2.1) Cálculo do Ponto de Injeção

Como foi visto acima, a determinação deste parâmetro é função da prévia obtenção da RGLI a ser usada. Em contrapartida, a determinação da RGLI será calculada com a minimização da potência de compressão.

A Figura 6.6, que apresenta, além da curva de TPR para

pressão requerida a montante do *manifold* de 30 kgf/cm^2 , as IPRs para três épocas distintas, mostra que, embora a vazão de projeto ($850 \text{ m}^3 \text{ STD/dia}$) deixe de ser atendida no momento em que a pressão estática do reservatório atingir os 205 kgf/cm^2 , o que corresponderá a uma pressão no fundo do poço igual a 183 kgf/cm^2 , poderemos dimensionar o sistema de *gas-lift* para um instante posterior a esse, bastando apenas que a vazão de injeção de gás seja adequada a cada instante do poço, isto é, faz-se necessário apenas recalcular a RGLI de acordo com o deslocamento da IPR.

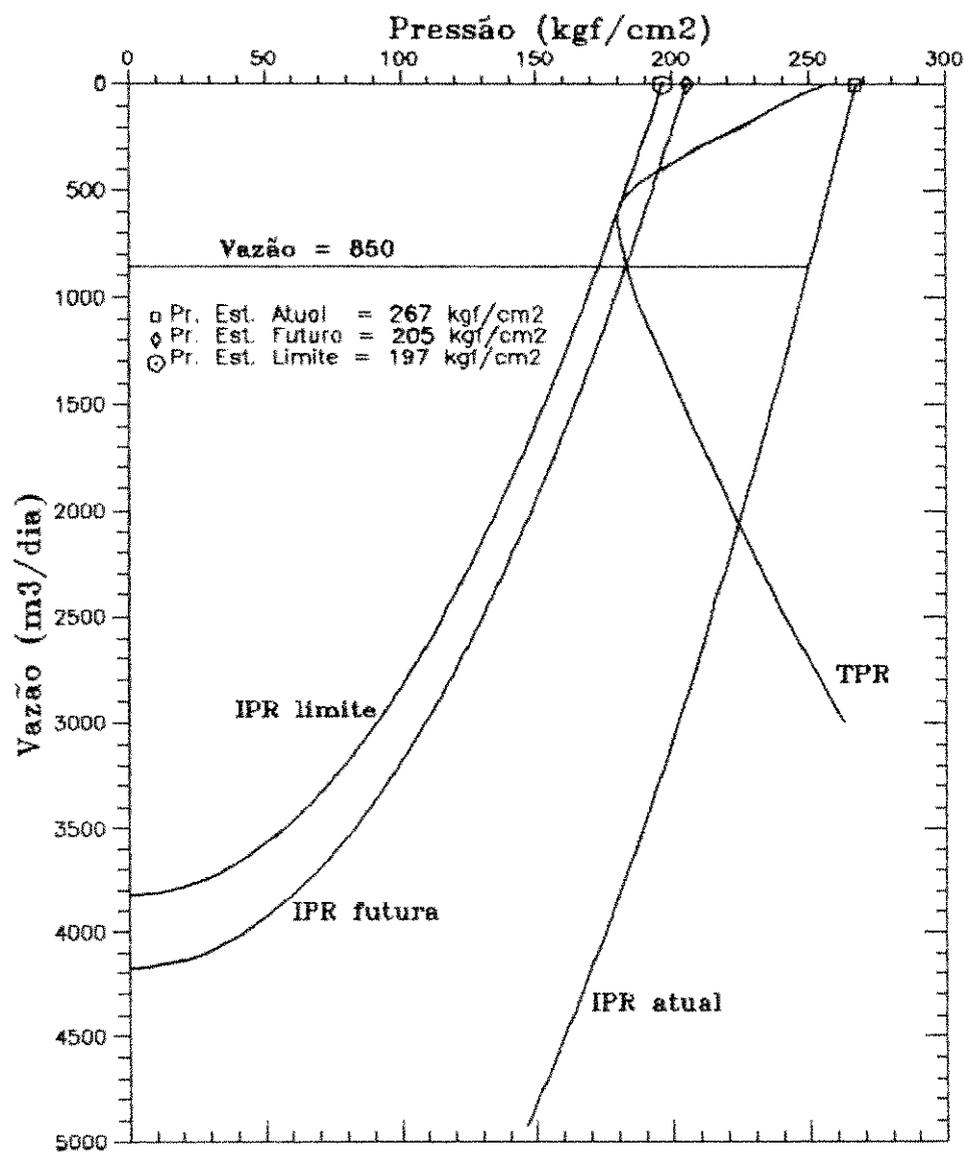


FIGURA 6.6: Curvas de TPR e IPRs do poço-tipo.

6.5.2.2) Considerações Sobre a Válvula de Orifício

Um ponto de fundamental importância no projeto do sistema de *gas-lift* sem válvulas é o dimensionamento da válvula de orifício. É necessário que se cuide para que o diâmetro da porta seja sempre menor que o *choke* de injeção na saída do compressor.

Se isto não for observado, ou seja, se houver situações em que o *choke* de injeção fique com abertura muito menor que a da válvula de orifício, o poço fica com características de produção em golfadas.

A Figura 6.7 mostra a representação de uma carta de gás exemplificando um caso deste. Isto ocorre porque quando o espaço anular já está cheio de gás, a passagem para o interior da coluna de produção se faz mais rapidamente que aquela pelo *choke* de injeção, provocando assim um esvaziamento do anular com conseqüente parada de produção. O anular se encherá novamente e haverá mais uma golfada de fluidos, permanecendo o sistema nesse processo.

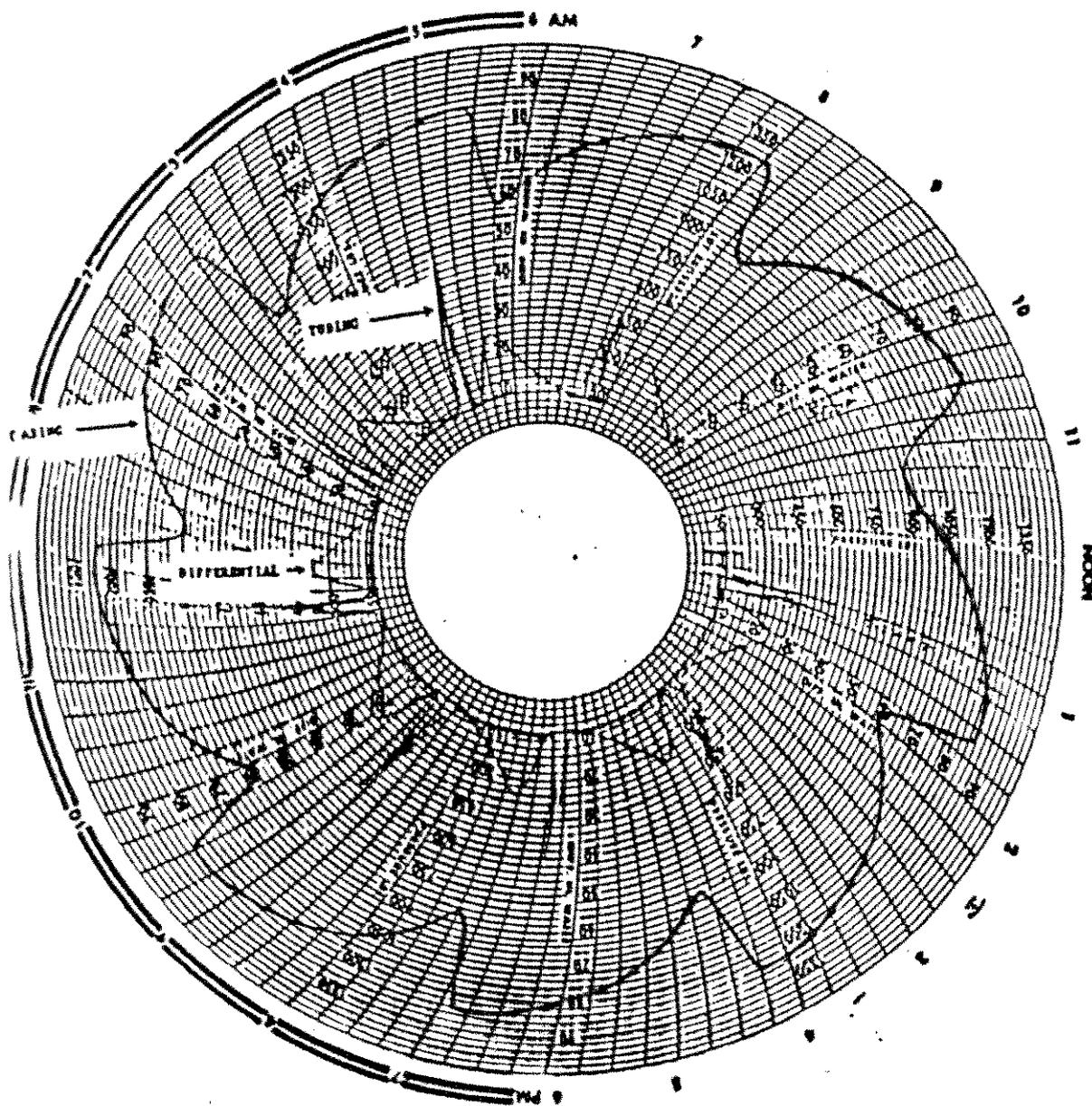


FIGURA 6.7: Carta de registro da pressão do gás no anular de um poço, onde o diâmetro do orifício da válvula é maior que o *choke* de injeção de gás.

Este é mais um fator de influência na decisão sobre o instante que se considerará para determinação do ponto de injeção e, conseqüentemente, da RGLI. O dimensionamento não deverá ser realizado, tomando-se por base o momento inicial de elevação artificial, que no caso do poço-tipo ocorre para pressão estática igual a 205 kgf/cm^2 (Figura 6.6), pois nesse ponto ainda não há necessidade de *gas-lift*, levando os cálculos a valores nulos tanto para RGLI como também para o diâmetro da válvula de orifício.

Para se evitar isto, portanto, é necessário que, para o projeto de *gas-lift* sem válvulas, seja utilizada uma IPR relativa a um instante afastado o suficiente para gerar dimensões significativas aos equipamentos, garantindo aplicabilidade dos mesmos por maior período de vida produtiva do poço.

Por outro lado, se for utilizado um instante muito tardio, isto é, uma IPR muito distante da atual, veremos que a quantidade de gás necessária será muito alta, exigindo assim grande potência dos compressores.

A sugestão deste trabalho é utilizar a IPR limite de surgência para o dimensionamento de todo o sistema. Isto porque neste instante a IPR tem um afastamento que deverá assegurar valores não muito pequenos para os parâmetros envolvidos, nem está tão afastada a ponto de gerar um dimensionamento exagerado da válvula de orifício, por exemplo,

podendo inclusive acarretar uma situação semelhante à ilustrada pela Figura 6.7.

Para o poço-tipo foi avaliada a situação do escoamento dos fluidos, considerando a IPR no instante limite de surgência (pressão estática igual a 197 kgf/cm²). A pressão disponível a montante do *manifold* na plataforma foi de 28 kgf/cm², isto para se produzir a vazão de projeto (850 m³/dia), a partir da pressão de fluxo limite, no fundo do poço, que é de 180 kgf/cm².

O gráfico da Figura 6.8 deixa claro que, para o caso específico do poço-tipo, a vazão de projeto estará ainda praticamente garantida naquele instante limite, já que a pressão que se tem disponível no *manifold* é muito próxima da requerida. Com isso, é necessário apenas uma pequena redução na pressão de separação da planta de processo para se obter a produção desejada.

É claro que se não for possível reduzir a pressão de separação, o dimensionamento do sistema de *gas-lift* deverá ser desenvolvido com base nos dados do instante limite de surgência. A não ser que, conforme já comentado, aceite-se trabalhar, temporariamente, com uma vazão um pouco menor que a de projeto.

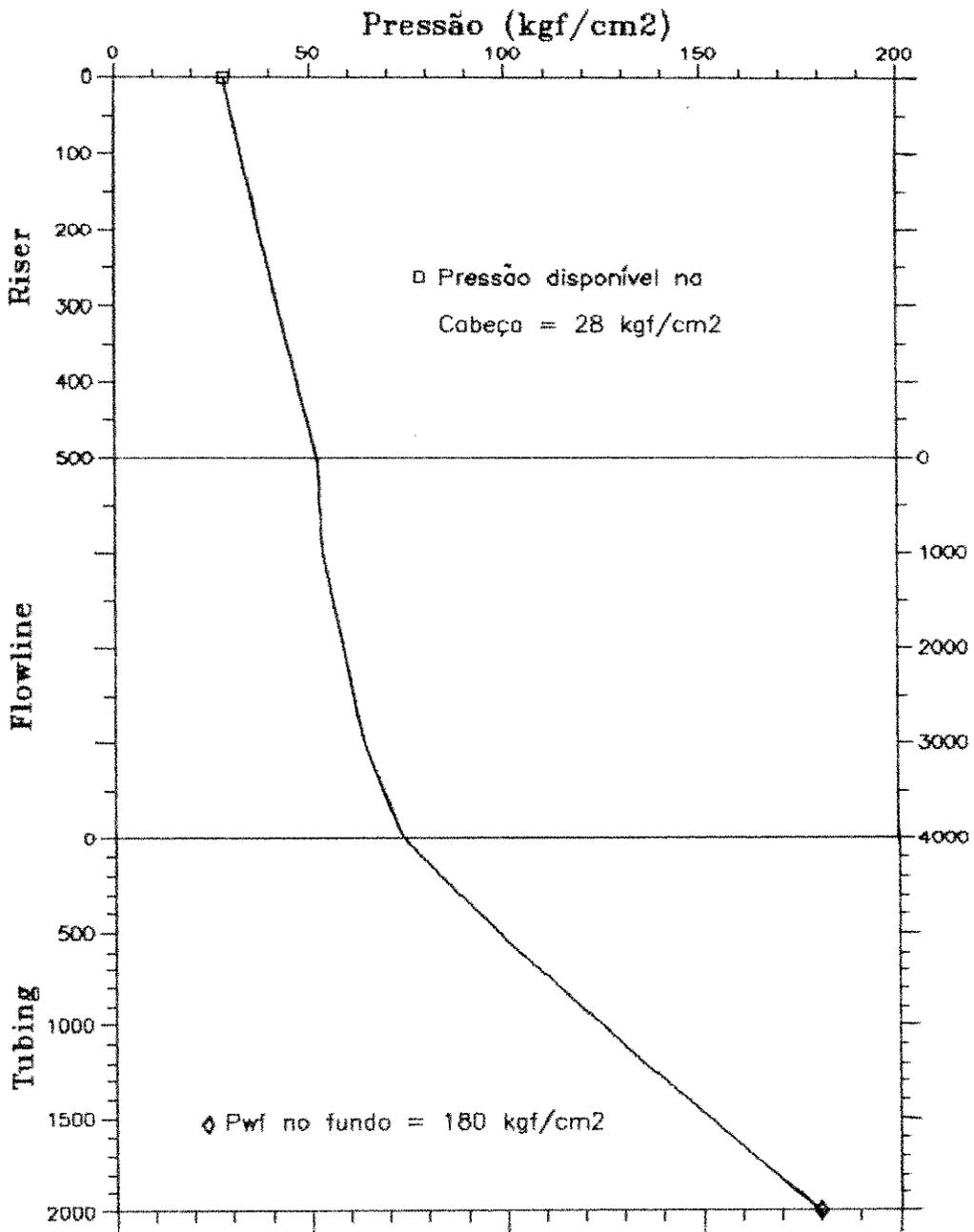


FIGURA 6.8: Gradiente de pressão disponível para pressão de fluxo no fundo igual a 180 kgf/cm².

Para o poço-tipo, o projeto do sistema de *gas-lift* sem válvulas será desenvolvido para a situação de pressão de fluxo disponível no fundo do poço igual a 150 kgf/cm^2 , que fornece pressão a montante do *manifold* de cerca de 13 kgf/cm^2 .

Há que se destacar que essa análise é sempre necessária como prévia a qualquer projeto de sistema de *gas-lift*, buscando-se o ponto certo para o dimensionamento dos equipamentos, que garanta eficiência ao sistema de elevação por maior tempo possível.

A Figura 6.9 mostra, além do gradiente de pressão disponível para pressão de fluxo no fundo igual a 150 kgf/cm^2 , o perfil de pressão requerida para atender os 30 kgf/cm^2 no *manifold*, considerando-se uma RGLI de $180 \text{ Nm}^3/\text{m}^3\text{STD}$.

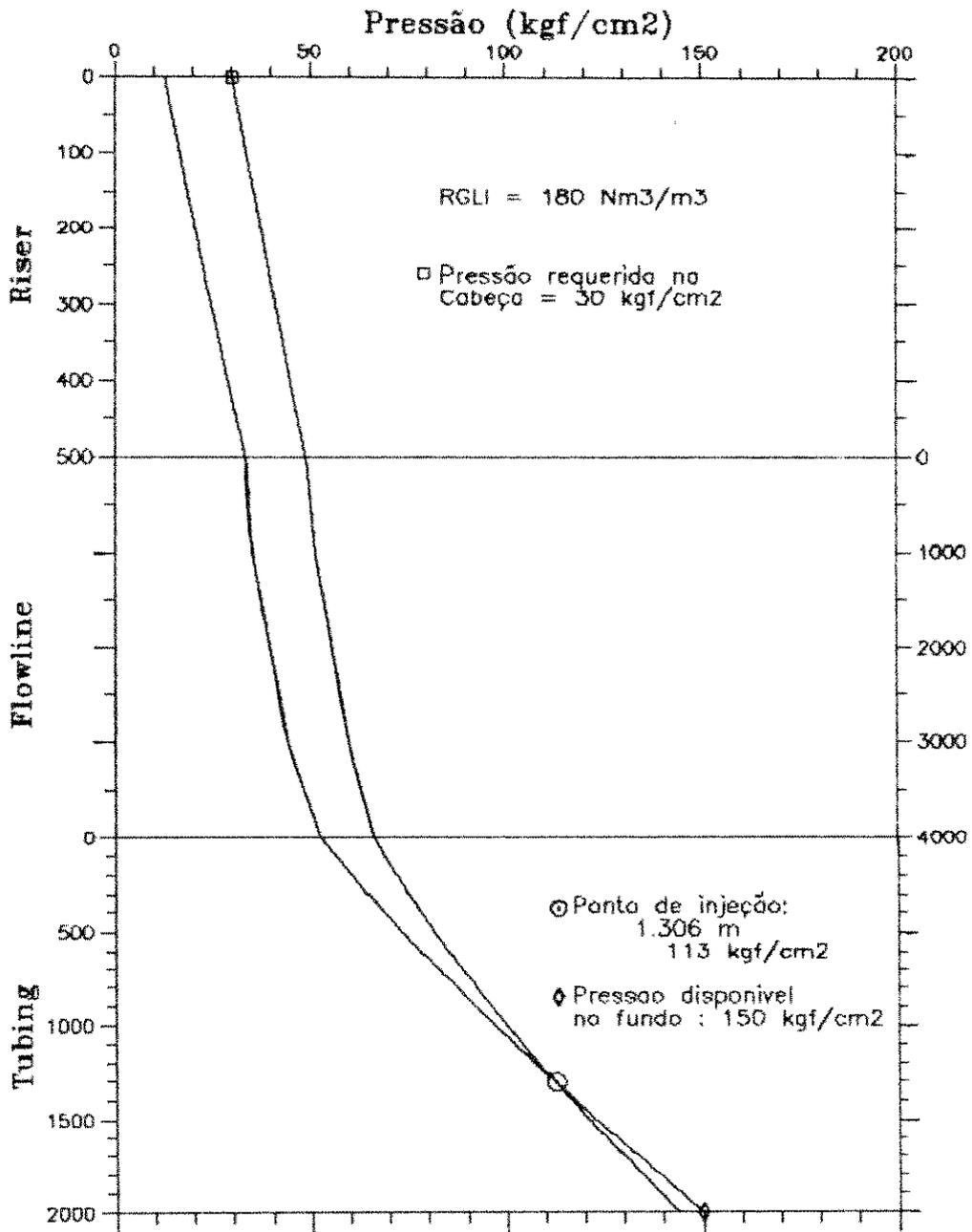


FIGURA 6.9: Gradientes de pressão disponível e requerida ao longo do escoamento.

A Figura 6.9 permite interpretar a interseção das duas curvas como sendo, exatamente, o ponto de injeção de gás, ou seja, o local para instalação da válvula de orifício. A curva de pressão disponível, que é obtida no sentido do fluxo, mostra que, a partir da pressão no fundo do poço, o gradiente levaria a uma pressão na plataforma de cerca de 13 kgf/cm², isto porque o gás contido na massa fluida é apenas aquele procedente da formação produtora.

A curva de pressão requerida, desenvolvida no sentido contrário ao do fluxo, a partir da pressão necessária na plataforma (30 kgf/cm²), é projetada admitindo uma parcela de gás maior que a da formação, que é a própria quantidade de gás injetada na coluna (na Figura 6.9 a razão gás-líquido de injeção - RGLI - foi tomada como sendo 180 Nm³/m³STD).

Dessa forma, para uma RGLI de 180 Nm³/m³STD, o ponto de injeção de gás deve ser a 1306 metros abaixo da árvore de natal, assentada no fundo do mar. Evidentemente se for alterada a RGLI, a curva de pressão requerida, terá outro comportamento, gerando, por conseguinte, outro ponto de injeção.

A partir disto, este trabalho está orientado no sentido de obter o seguinte:

1. um gráfico de Profundidade do ponto de injeção versus RGLI;

2. um gráfico de Pressão de descarga do compressor versus RGLI; e
3. minimizar a potência de compressão, como função da vazão de gás injetada e da pressão de descarga.

Para traçar o gráfico de profundidade versus RGLI foi criada a Tabela 6.1 que traz os pontos de injeção de gás para valores de RGLI variando entre 100 e 800 Nm³/m³STD.

O gráfico está ilustrado na Figura 6.10.

| RGLI (Nm ³ /m ³ STD) | PROFUNDIDADE (metros) | RGLI (Nm ³ /m ³ STD) | PROFUNDIDADE (metros) |
|---|--------------------------|---|--------------------------|
| 100 | >2000 | 460 | 841 |
| 120 | >2000 | 480 | 854 |
| 140 | 1855 | 500 | 869 |
| 160 | 1546 | 520 | 888 |
| 180 | 1306 | 540 | 907 |
| 200 | 1124 | 560 | 927 |
| 220 | 1015 | 580 | 949 |
| 240 | 944 | 600 | 973 |
| 260 | 895 | 620 | 997 |
| 280 | 860 | 640 | 1023 |
| 300 | 837 | 660 | 1048 |
| 320 | 823 | 680 | 1077 |
| 340 | 815 | 700 | 1107 |
| 360 | 813 | 720 | 1137 |
| 380 | 814 | 740 | 1168 |
| 400 | 817 | 760 | 1199 |
| 420 | 823 | 780 | 1232 |
| 440 | 831 | 800 | 1267 |

TABELA 6.1: Profundidade do ponto de injeção de gás *versus* RGLI, para um projeto de *gas-lift* do poço-tipo.

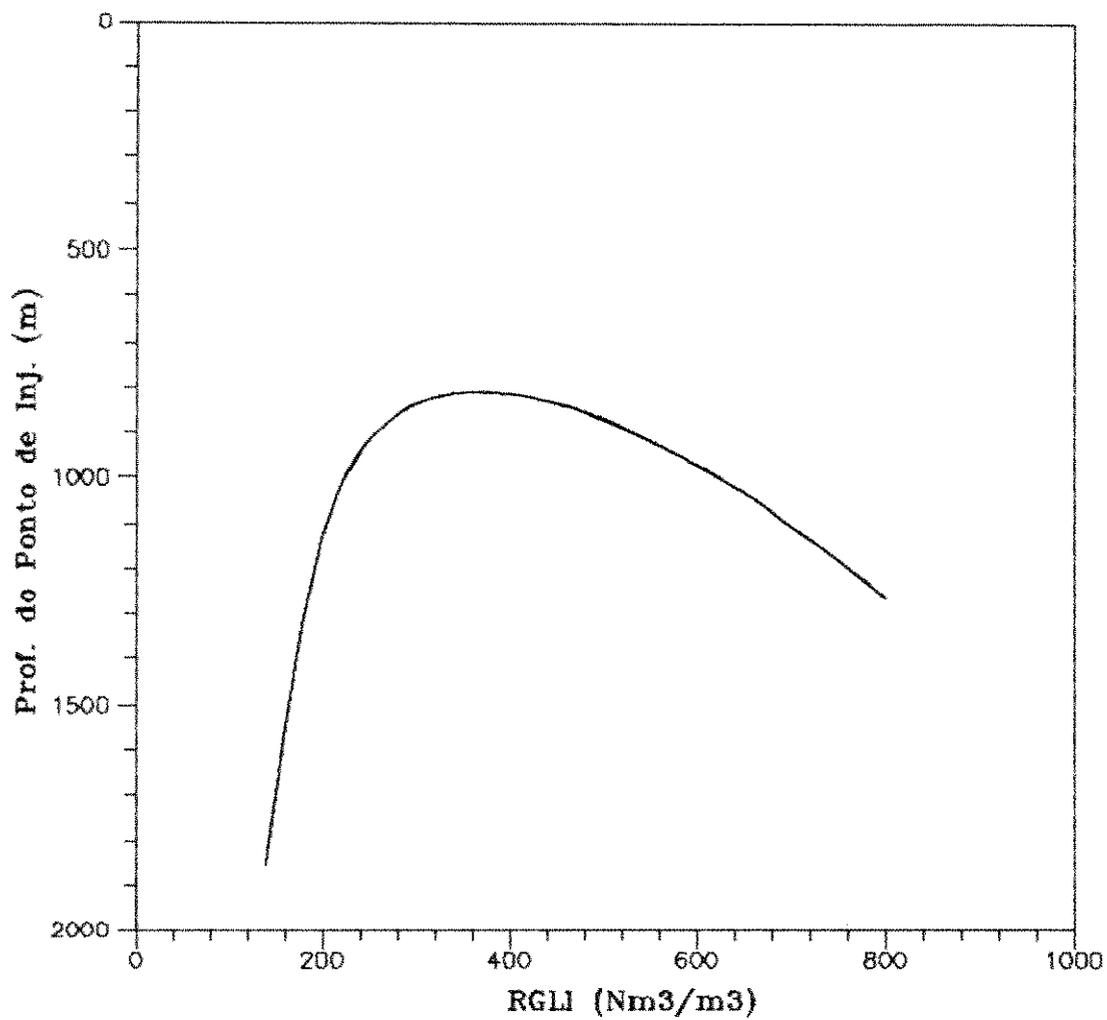


FIGURA 6.10: Gráfico de Profundidade do ponto de injeção versus RGLI para o poço-tipo.

6.5.2.3) Cálculo da Vazão de Gás Injetado

É bem simples esse cálculo, visto que a vazão de líquido é constante. Assim:

$$Q_{g_{inj}} = Q_L \times RGLI \quad (6.1)$$

Onde: $Q_{g_{inj}}$ = Vazão de gás injetada (Nm^3/dia)

Q_L = Vazão de líquido (m^3STD/dia)

RGLI = Razão gás-líquido de injeção (Nm^3/dia)

O gráfico de $Q_{g_{inj}}$ versus RGLI, ilustrado no Figura 6.11, é, evidentemente, uma reta.

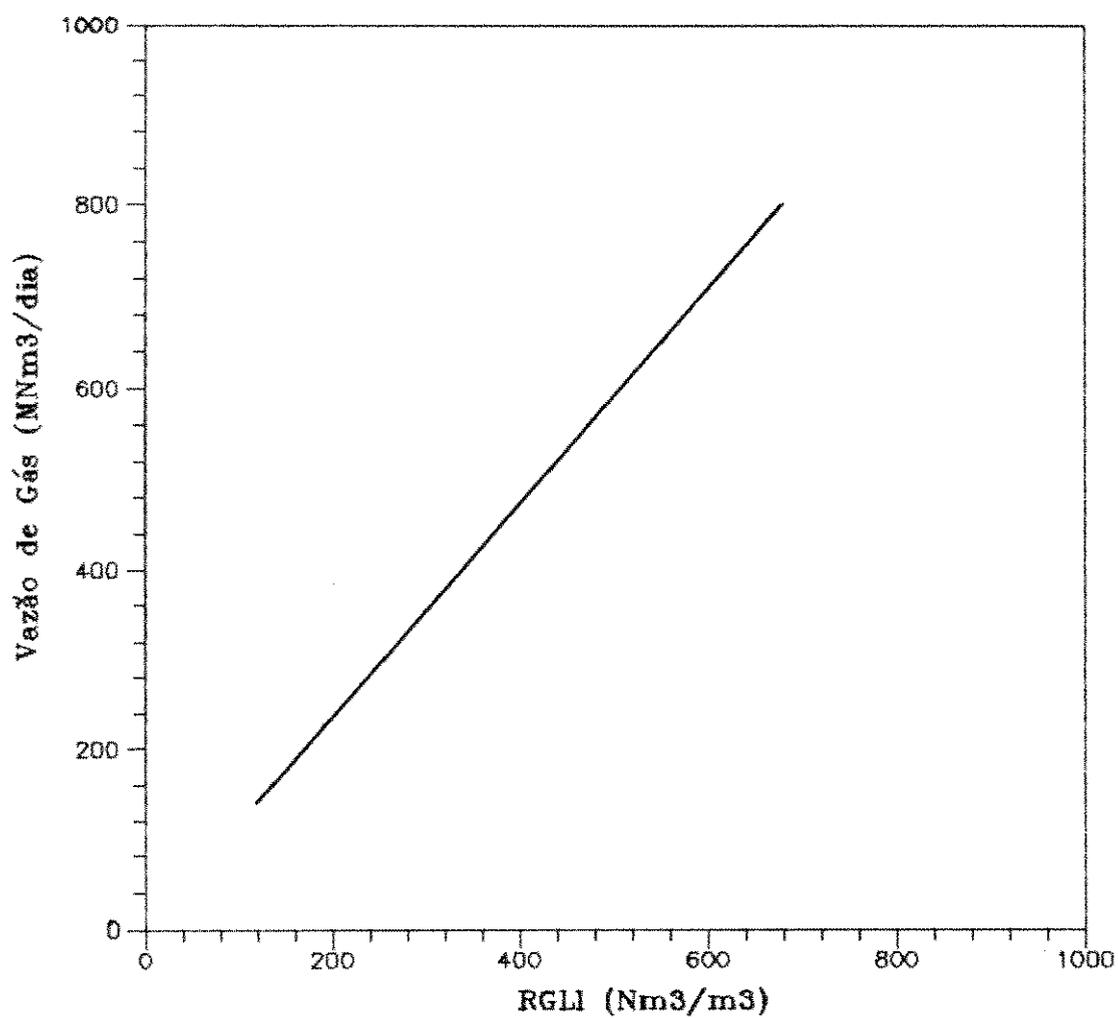


FIGURA 6.11: Gráfico da Vazão de gás injetada versus RGLI.

6.6) CÁLCULO DA PRESSÃO DE DESCARGA DO COMPRESSOR

Ao contrário do que ocorre com a quantidade necessária de gás a ser injetada, a pressão de descarga do compressor cresce com a profundidade do ponto de injeção, pois, quanto maior a distância a ser percorrida pelo fluxo de gás, maior será a perda de carga, acarretando aumento na pressão de compressão.

O cálculo da pressão de descarga do compressor é obtido a partir da profundidade do ponto de injeção e da pressão dos fluidos na coluna, ao nível da válvula de orifício. O gradiente de pressão é obtido como fluxo monofásico de gás em linha, determinando-se as perdas de carga ocorridas ao longo do escoamento. Obtém-se assim a pressão de descarga necessária para fazer a injeção no ponto escolhido.

6.6.1) O Poço-tipo

Foi calculado, para o poço-tipo, as pressões de descarga para os mesmos valores de RGLI da Tabela 6.1. Os pares de pontos obtidos estão listados na Tabela 6.2.

Os valores de RGLI iguais a 100 e 120 $\text{Nm}^3/\text{m}^3\text{STD}$ foram descartados, visto que levariam a pontos de injeção abaixo da profundidade da formação.

| RGLI (Nm ³ /m ³ STD) | PRESSÃO DE DESCARGA (kgf/cm ²) | RGLI (Nm ³ /m ³ STD) | PRESSÃO DE DESCARGA (kgf/cm ²) |
|---|--|---|--|
| 140 | 165,4 | 480 | 123,2 |
| 160 | 151,2 | 500 | 124,2 |
| 180 | 139,9 | 520 | 125,4 |
| 200 | 132,4 | 540 | 126,7 |
| 220 | 127,5 | 560 | 128,0 |
| 240 | 124,2 | 580 | 129,4 |
| 260 | 122,0 | 600 | 130,9 |
| 280 | 120,5 | 620 | 132,5 |
| 300 | 119,6 | 640 | 134,0 |
| 320 | 119,2 | 660 | 135,5 |
| 340 | 119,1 | 680 | 137,3 |
| 360 | 119,3 | 700 | 139,0 |
| 380 | 119,6 | 720 | 140,8 |
| 400 | 120,0 | 740 | 142,5 |
| 420 | 120,7 | 760 | 144,3 |
| 440 | 121,4 | 780 | 146,2 |
| 460 | 122,2 | 800 | 148,2 |

TABELA 6.2: Pressão de descarga do compressor *versus* RGLI.

A Figura 6.12 apresenta, a partir do ponto de injeção selecionado no item anterior, a curva de gradiente de pressão do fluxo monofásico de gás, desde a válvula de orifício até a plataforma, para o exemplo em que a profundidade da injeção ocorre a 1306 metros abaixo da árvore de natal. Assim, a pressão requerida ao compressor deve ser de 141 kgf/cm², para garantir a injeção de toda a quantidade de gás necessária à elevação da produção de projeto.

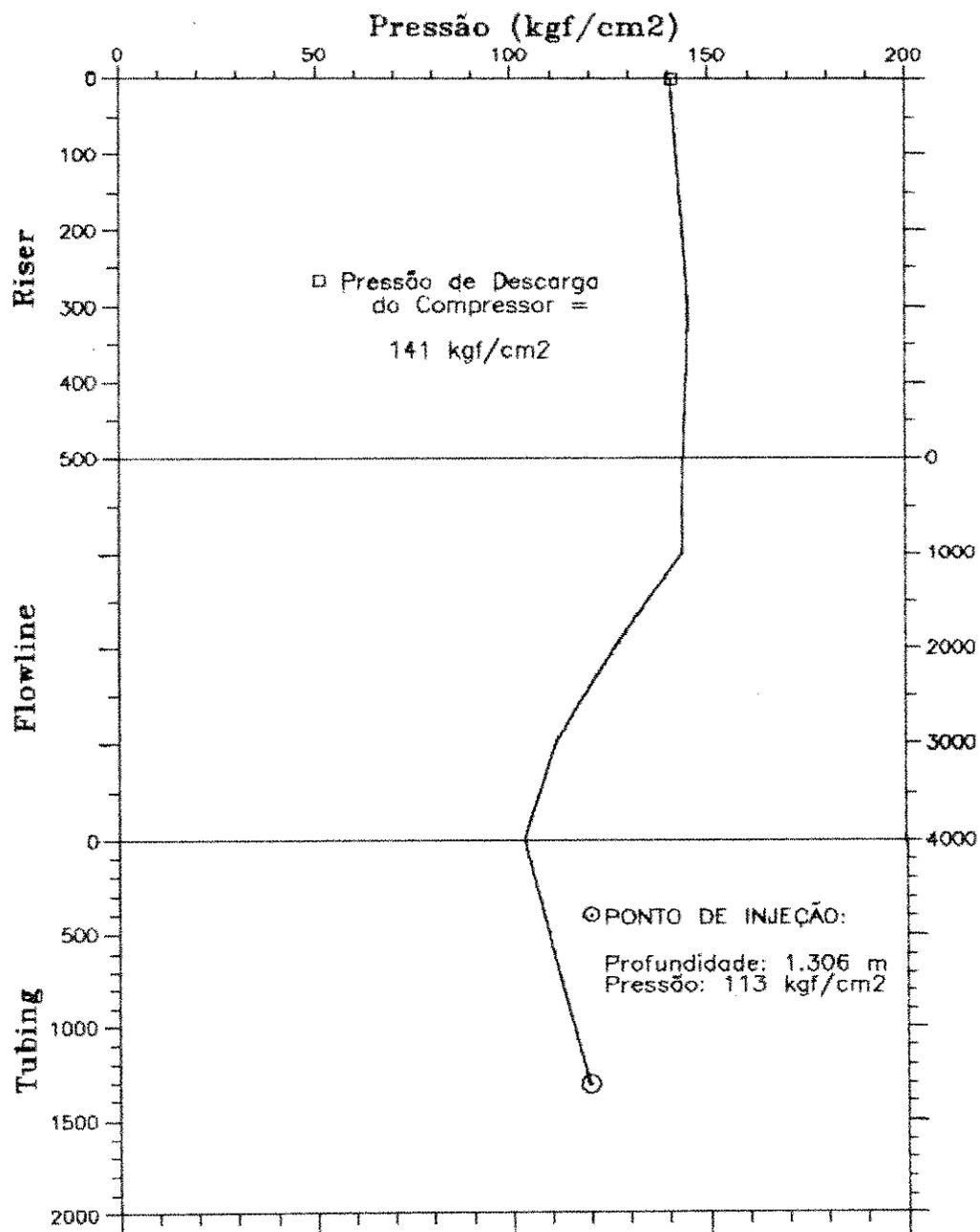


FIGURA 6.12: Gradiente de pressão do fluxo monofásico do gás de injeção ao longo das linhas.

A partir dos dados organizados na Tabela 6.2, foi traçado um gráfico de Pressão de descarga versus RGLI, que está ilustrado na Figura 6.13. O fato de a curva ter um ponto de mínimo, sugere que, se este parâmetro fosse considerado isoladamente, seria ideal utilizar no projeto a razão gás-líquido do ponto mínimo, pois requereria menor pressão de descarga do compressor.

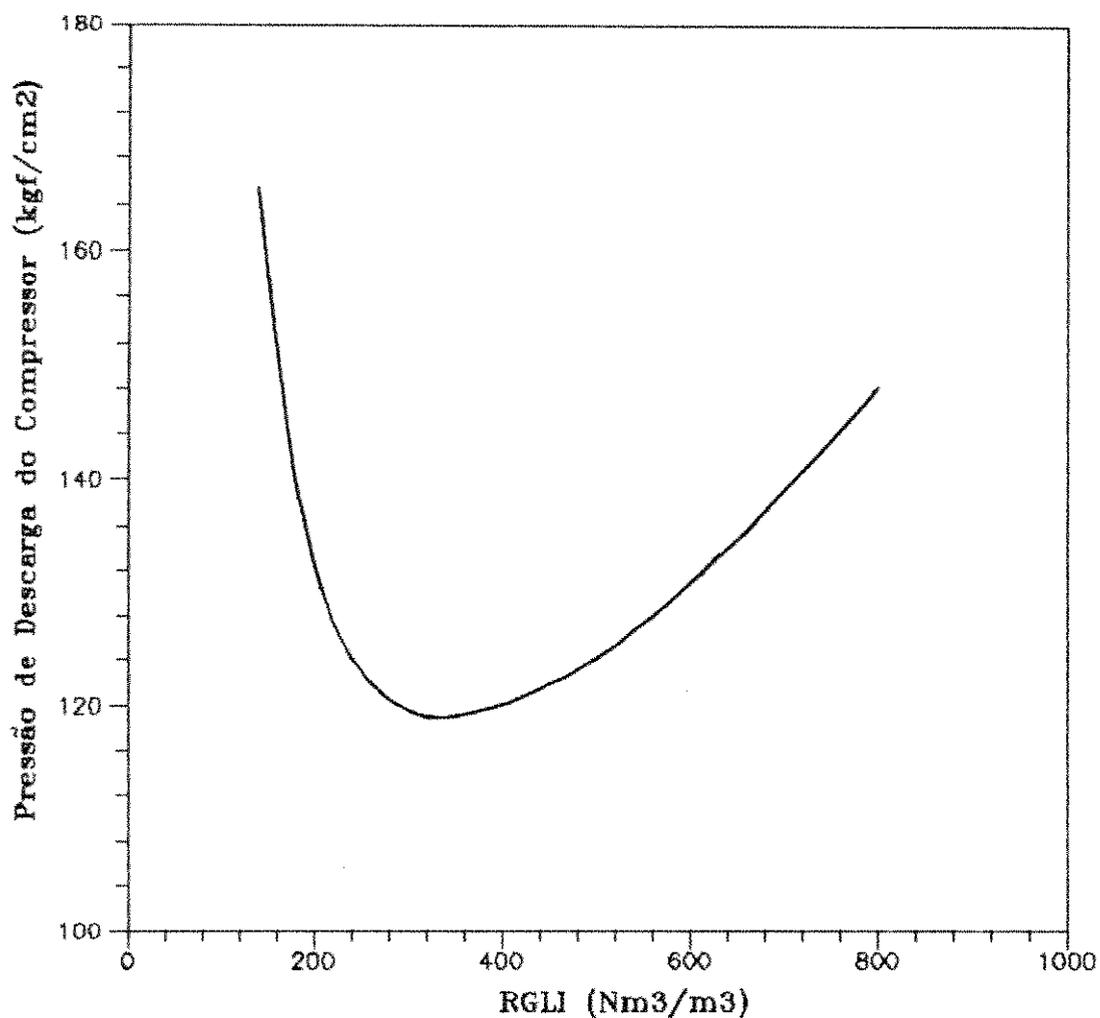


FIGURA 6.13: Gráfico da Pressão de descarga do compressor versus RGLI.

6.7) CÁLCULO DA POTÊNCIA DO COMPRESSOR

Para o cálculo da potência do compressor recomenda-se utilizar a seguinte equação²³:

$$POT = \left(533,1 \cdot \log \left(\frac{P_d}{P_s} \right) + 11,1 \right) \frac{Q_{G_{inj}}}{100} \quad (6.2)$$

onde: POT = Potência do Compressor (HP)

P_d = Pressão de descarga do compressor (psia)

P_s = Pressão de sucção do compressor (psia)

$Q_{G_{inj}}$ = Vazão de gás a ser injetado @ 14,7 psia e
60°F (1000 m³/dia)

6.7.1) O Poço-tipo

Para o poço-tipo, foi usado como pressão de sucção o valor da pressão de separação, ($P = 10 \text{ kgf/cm}^2$), considerando que o compressor estará alinhado para o separador.

A Tabela 6.3, que relaciona potência do compressor em função da RGLI, foi confeccionada utilizando os dados já obtidos de pressão de descarga e vazão de gás injetado.

Quanto ao gráfico (Potência versus RGLI), ele aparece na Figura 6.14.

| RGLI (Nm ³ /m ³ STD) | POTÊNCIA DO COMPRESSOR (HP) | RGLI (Nm ³ /m ³ STD) | POTÊNCIA DO COMPRESSOR (HP) |
|---|-----------------------------------|---|-----------------------------------|
| 140 | 777 | 480 | 2374 |
| 160 | 857 | 500 | 2475 |
| 180 | 935 | 520 | 2594 |
| 200 | 1017 | 540 | 2703 |
| 220 | 1102 | 560 | 2812 |
| 240 | 1191 | 580 | 2924 |
| 260 | 1283 | 600 | 3041 |
| 280 | 1373 | 620 | 3157 |
| 300 | 1466 | 640 | 3272 |
| 320 | 1566 | 660 | 3383 |
| 340 | 1662 | 680 | 3508 |
| 360 | 1760 | 700 | 3631 |
| 380 | 1858 | 720 | 3751 |
| 400 | 1957 | 740 | 3873 |
| 420 | 2062 | 760 | 3994 |
| 440 | 2065 | 780 | 4118 |
| 460 | 2269 | 800 | 4248 |

TABELA 6.3: Potência do compressor *versus* RGLI.

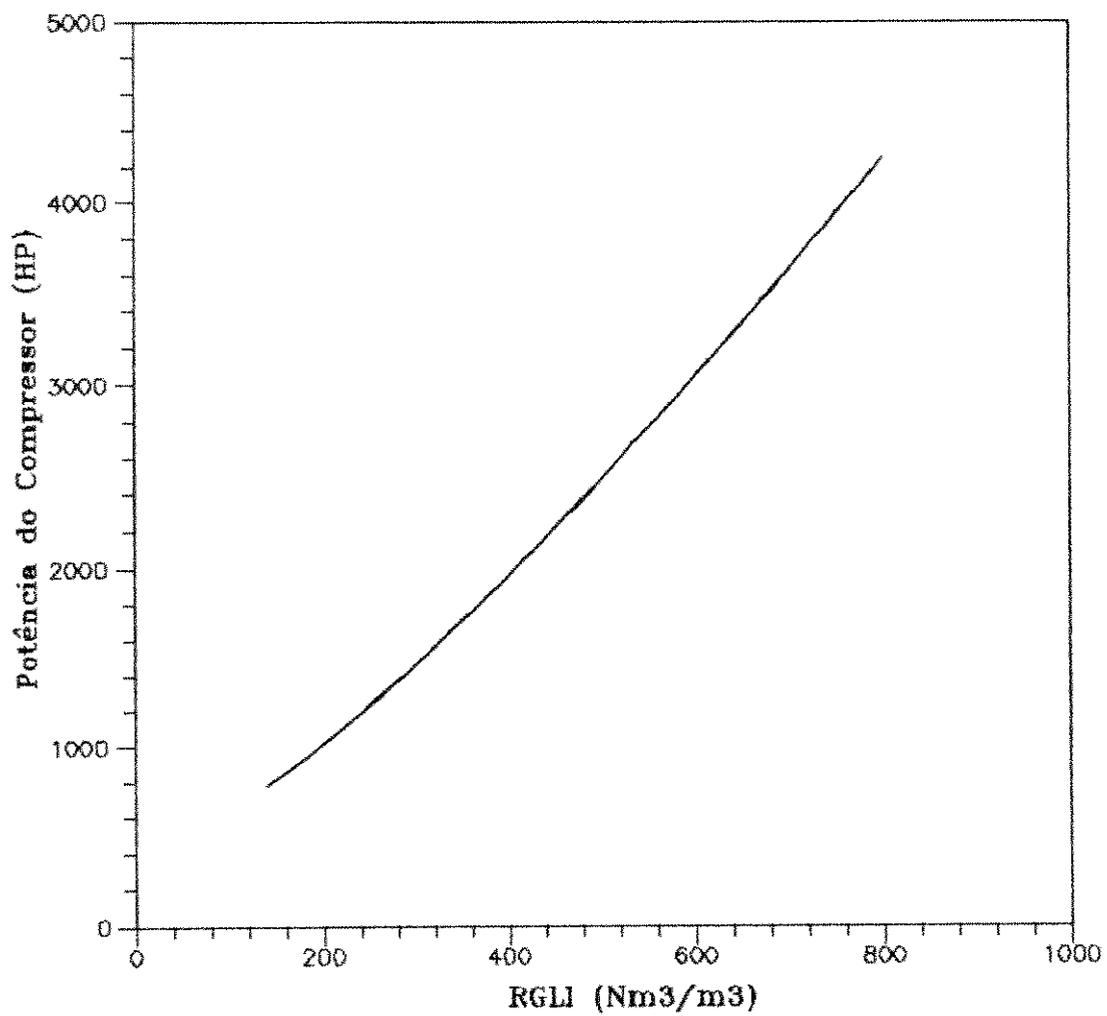


FIGURA 6.14: Gráfico da Potência do compressor versus RGLI.

6.7.2) Escolha da Profundidade do Ponto de Injeção e da RGLI, para o Mínimo Valor de Potência

O projeto de *gas-lift*, que se traduz fundamentalmente na decisão sobre que valor de RGLI usar e a profundidade do ponto de injeção, pode agora ser definido.

Como a curva de potência do compressor (Figura 6.14) é ascendente em toda a faixa de valores estudada, ela só será mínima quando a RGLI também o for. Assim, para o poço-tipo, a RGLI que conduz à mínima potência do compressor é de $140 \text{ Nm}^3/\text{m}^3\text{STD}$. Essa RGLI, de agora em diante, será tratada como RGLI_{min} . Vale lembrar que, para valores menores que esse, os cálculos indicariam um suposto ponto de injeção abaixo da formação.

Escolhida a RGLI, a Tabela 6.1 indica o ponto de injeção a 1855 metros abaixo do solo marinho, o que corresponde a uma profundidade total, incluindo a lâmina d'água, de 2705 metros.

A pressão ao nível da válvula de orifício será de 142 kgf/cm^2 , o que requer uma pressão de injeção de gás, ao nível do *choke* na plataforma, igual a 164 kgf/cm^2 (vide Tabela 6.2). Conseqüentemente, a pressão de descarga do compressor deverá ser de cerca de $170/180 \text{ kgf/cm}^2$ ($\approx 2500 \text{ psi}$).

Com isto a potência do compressor principal será:

$$POT = \left(533,1 \cdot \log \left(\frac{P_d}{P_s} \right) + 11,1 \right) \frac{Q_{g_{inj}}}{100}$$

Onde, no caso do poço-tipo, tem-se:

$$P_d = 2500 + 14,7 = 2514,7 \text{ psia}$$

$$P_s = 10 \text{ kgf/cm}^2 = 10 \times 14,22 + 14,7 = 156,9 \text{ psia}$$

$$Q_{g_{inj}} = Q_o \times RGLI_{min} = 850 \times 140 = 119 \text{ MNm}^3/\text{dia}$$

Assim:

$$POT \approx 800 \text{ HP}$$

O gráfico da Figura 6.15 ilustra não só o gradiente de pressão do gás de injeção, como também o comportamento do escoamento dos fluidos de produção com e sem o *gas-lift*, ao longo de todas as linhas, desde a formação até a plataforma.

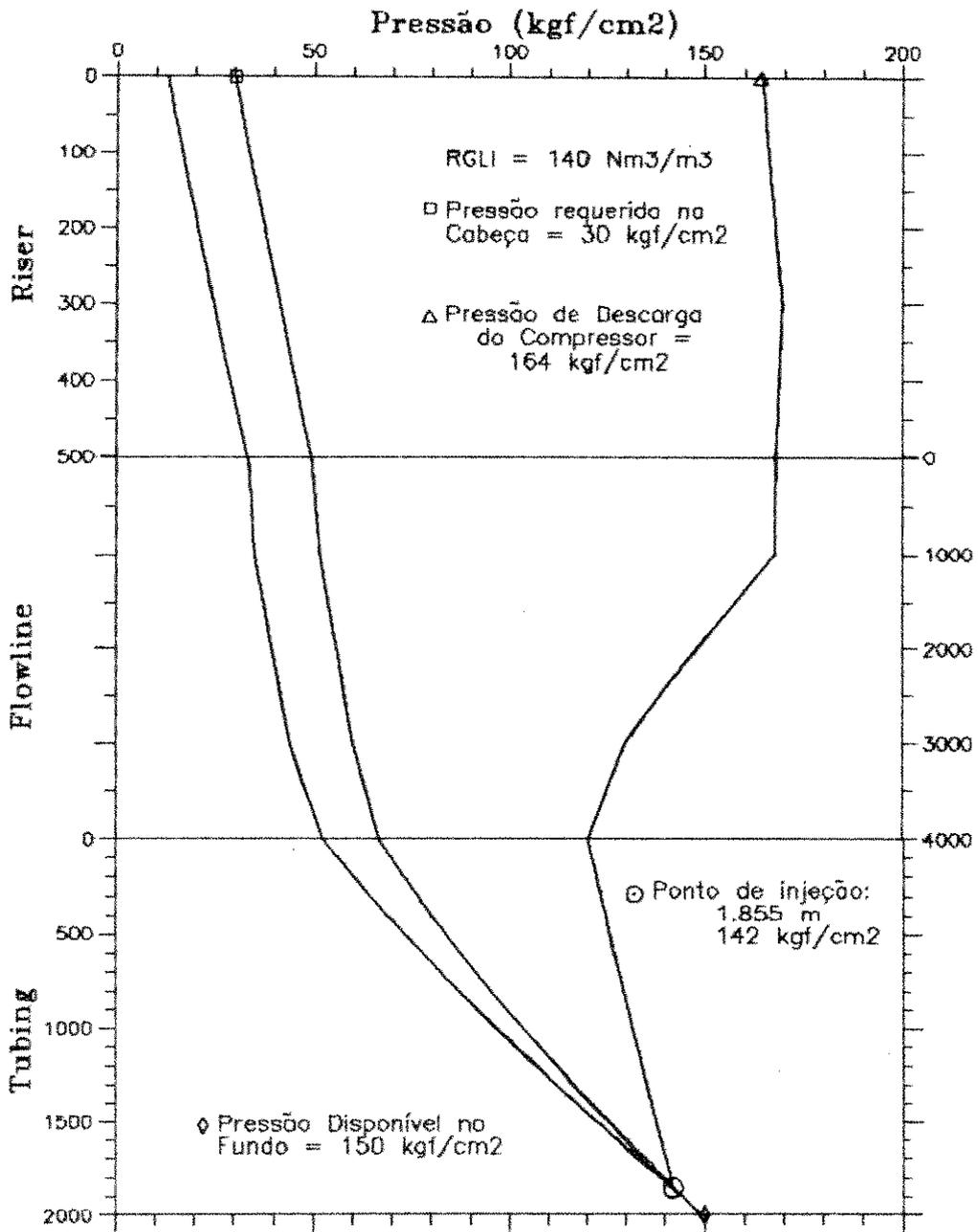


FIGURA 6.15: Gráfico com os gradientes de pressão do gás de injeção e do escoamento dos fluidos de produção.

6.8) DIMENSIONAMENTO DA VÁLVULA DE ORIFÍCIO NO PONTO DE INJEÇÃO

Pelo fato de a válvula de injeção ser do tipo orifício, pode-se utilizar a equação de Thornhill & Craver²⁴ com bons resultados. O coeficiente de descarga será admitido como constante e igual a 0,865. Esta equação segue transcrita abaixo:

$$Q_{g_{inj}} = \frac{155,5 C_d A P_1 \sqrt{2g \frac{K}{K-1} \left(R^{(2/K)} - R^{(K+1)/K} \right)}}{\sqrt{\gamma_g T}} \quad (6.3)$$

- Onde: $Q_{g_{inj}}$ = vazão de gás @ 14.7 psia e 60°F (Mcf/d)
 C_d = coeficiente de descarga
 A = área do orifício da válvula (pol²)
 P_1 = pressão a montante da válvula (psi)
 P_2 = pressão a jusante da válvula (psi)
 g = aceleração da gravidade (32,17 pés/seg²)
 K = C_p / C_v ($\cong 1,31$ para gás natural)
 R = $P_2 / P_1 > R_0$

$$R_0 = \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}} = \text{valor de } R \text{ correspondente à condição de fluxo crítico}$$

- γ_g = peso específico do gás (ar = 1)
 T = temperatura na válvula (°R)

6.8.1) O Poço-tipo

O diâmetro do orifício da válvula para o caso do poço-tipo é calculado da seguinte maneira:

$$K = 1,31 \Rightarrow R_0 = 0,5439$$

$$P_2 = 142 \text{ kgf/cm}^2 = 2020 \text{ psi}$$

$$P_1 = P_2 + \Delta P_i = 2020 + 100 = 2120 \text{ psi}$$

ΔP_i = perda de carga localizada devido ao fluxo de gás pela válvula. O valor de 7 kgf/cm^2 ($\approx 100 \text{ psi}$) é usado na prática de campo com boa aproximação.

$$R = \frac{2020}{2120} = 0.95 > R_0 \rightarrow \text{Ok}$$

$$T = 140^\circ\text{F} = 600^\circ\text{R}$$

$$\gamma_g = 0,7$$

$$Q_{G_{inj}} = 119 \text{ Mm}^3/\text{dia} \approx 4300 \text{ Mscf/dia}$$

$$C_d = 0,865$$

Aplicados à equação 6.8.1, estes dados levam a uma área da porta da válvula de $0,18 \text{ pol}^2$. E para orifício circular temos:

$$\text{Diâmetro} = 0,48 \text{ pol} \approx 1/2 \text{ pol.}$$

6.9) PRESSÃO NECESSÁRIA PARA O KICK OFF

Este termo (*kick off*) já foi referenciado como sendo o pico de pressão necessária para iniciar a produção de um poço, seja no instante subsequente à sua completação, quando espaço anular e coluna estão ainda com fluido de amortecimento, seja para o caso de poços que já se utilizem de *gas-lift* como elevação artificial por não serem mais surgentes, quando a reentrada em produção requer também um adicional de pressão.

É de importância ressaltar, no entanto, que, para a situação de início de produção do poço, normalmente se dispõem de uma plataforma ancorada na mesma locação do poço que foi necessária para o trabalho de perfuração e/ou completação. Assim pode-se fazer o *kick off* através da utilização de unidades de nitrogênio, injetando-o com alta pressão no anular do poço, ou utilizando o chamado método *jet lift*, um processo que utiliza uma linha flexível de pequeno diâmetro que desce no interior do *tubing*. Injeta-se o nitrogênio por esta linha e ele retorna, pelo anular formado entre esta coluna e o *tubing*, elevando a massa líquida pelo mesmo princípio do *gas-lift*.

Embora possa-se dispor dessas facilidades, às vezes opta-se pela utilização do gás da plataforma de produção, para o *kick off*, por razões econômicas. Este trabalho verifica a possibilidade de se conseguir o *kick off* através do compressor *booster*.

6.9.1) O Poço-tipo

6.9.1.1) Reentrada em Produção de Poço

Não-surgente

A situação mais crítica nestes casos, é aquela em que todas as linhas de produção estão ocupadas pelos fluidos da formação, ou seja, o nível de fluido está logo abaixo do *manifold*, na plataforma. Além disto, admite-se que já tenha ocorrido segregação do gás e, portanto, as linhas estejam com óleo morto simplesmente. Para o exemplo em questão, esse óleo tem grau API igual a 28, o que corresponde a um peso específico de 0,0887 kgf/cm²/m.

A pressão hidrostática no fundo é calculada como segue:

$$P = \gamma_{fc} \cdot H \quad (6.5)$$

Onde: P = pressão hidrostática (kgf/cm²)

γ_{fc} = peso específico do fluido no anular (kgf/cm²/m)

H = altura vertical da coluna de fluido no anular (metros).

Assim:

$$P = 0,0887 \times (850 + 2000) = 253 \text{ kgf/cm}^2 \cong 3600 \text{ psi}$$

Tem-se então a necessidade de um *booster* com pressão de descarga da ordem de 4.000/4.500 psi, lembrando-se, ainda, que sua sucção é a descarga do(s) compressor(es) principal(is), isto é, 2500 psi.

6.9.1.2) Descarga de Poço Recém-completado

Esta é uma situação bastante desfavorável, pois haverá fluido de completação de alto peso específico no anular, provocando grande pressão no fundo do poço, exigindo assim que a descarga do compressor seja também bastante elevada.

Para o cálculo da pressão hidrostática junto à formação, será admitido que o *riser* e o *flowline* estarão ocupados por água do mar, cujo peso específico é de 0,465 psi/pé (= 0,107 kgf/cm²/m), e que no *tubing* haverá fluido de completação com peso igual a 0,485 psi/pé (= 0,112 kgf/cm²/m), valor comumente usado na prática.

Portanto, a pressão hidrostática junto à formação, calculada pela equação 6.9.1, vale:

$$P = 850 \times 0,107 + 0,112 \times 2000 = 315 \text{ kgf/cm}^2 \approx 4500 \text{ psi}$$

Isto acarretaria a necessidade de um *booster* com pressão de descarga da ordem de 5.000/5.500 psi. Um valor bastante elevado.

Em face disto, a sugestão deste trabalho, é que, valendo-se do fato de que, ao terminar a completação de um poço, existe sempre uma sonda de intervenção atuando nele, a descarga do fluido de completação deverá ser efetuada com a utilização de unidades de nitrogênio, com injeção direta no anular, ou pelo processo de *jet lift*.

Assim sendo o compressor *booster* será dimensionado para atender apenas os casos de reentrada em produção de poços que já funcionam por *gas-lift* e, que por ventura tenham perdido surgência.

Resumindo, o compressor *booster* deverá ter capacidade de operar com pressão de descarga da ordem de 4500 psi.

6.10) POTÊNCIA DO BOOSTER

Para calcular a sua potência será utilizada a equação 6.2:

$$POT = \left(533,1 \cdot \log \left(\frac{P_d}{P_s} \right) + 11,1 \right) \frac{Q_{G_{inj}}}{100}$$

$$\text{Sendo: } P_d = 4500 \text{ psi} = 4514,7 \text{ psia}$$

$$P_s = 2500 \text{ psi} = 2514,7 \text{ psia}$$

$$Q_{G_{inj}} = 119 \text{ Mm}^3/\text{dia}$$

Logo:

$$POT \cong 180 \text{ HP}$$

Vale lembrar que, o valor utilizado para a vazão de gás injetada, não precisa ser tão elevado, visto que na descarga do poço, mesmo com baixas vazões de gás, consegue-se o *kick off*, embora com um tempo maior de operação.

6.11) PREVISÃO DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS

A formação de hidratos nas linhas de gás é sempre uma preocupação a mais. Isto é verificado em situações de pressão muito elevada, combinada com baixos valores de temperatura, em presença de vapor d'água.

Neste trabalho, onde discute-se a injeção de gás a altas pressões, em ambientes de baixa temperatura, devido às grandes profundidades, a despeito de se verificar situações com forte possibilidade de ocorrência de hidratos, não foi dado um tratamento mais profundo ao assunto. Isto porque não foi desenvolvido um estudo mais preciso do comportamento da temperatura ao longo das linhas de injeção, tornando inócuo qualquer previsão que fosse feita sobre formação de hidratos.

A título de ilustração, foi usado, para o poço-tipo, o método gráfico de Katz²⁴ para uma avaliação do projeto de *gas-lift* sem válvulas, numa situação provavelmente crítica quanto à formação de hidratos. Pela Figura 6.15, o TDP (ponto entre o *riser* e o *flowline*) parece ser o local mais provável de formação de hidratos: altos valores de pressão com baixas temperaturas.

Neste ponto verifica-se: 167,5 kgf/cm² de pressão e temperatura de 15°C.

O peso específico do gás de injeção foi tomado como sendo igual ao do gás produzido. Assim: $\gamma_g = 0,7$.

Utilizando, então o gráfico, vem: para uma pressão de 167,5 kgf/cm² a temperatura mínima abaixo da qual haverá a formação de hidratos é 22,5 °C. Logo, se confirmada a temperatura prevista de 15°C, haverá hidrato na altura do TDP, a menos que o gás seja desidratado antes de injetado, ou que consigamos trabalhar com uma temperatura na plataforma que nos garanta um valor maior que 22,5°C para o gás quando ele estiver no TDP, ou ainda que o gás seja injetado junto com um inibidor de hidratos. Deve-se fazer uma avaliação para se decidir que opção escolher.

7.1) CONCLUSÕES

1. A expectativa inicial do trabalho foi totalmente confirmada: diferenças, às vezes bem marcantes, separam o dimensionamento de sistemas de produção para águas profundas daqueles que visam apenas às menores lâminas d'água.
2. É importante que se organize um critério lógico quando da decisão sobre a melhor configuração de diâmetros das linhas, baseando-se nas perdas de carga do escoamento multifásico. Conforme a proposta deste trabalho, as linhas devem ser tratadas como um conjunto, comparando-se entre si as diversas combinações de diâmetros dos diferentes grupos.
3. O *flowline* de 4", comumente usado em poços *off shore*, provoca grandes perdas de carga para os sistemas em questão, não só porque neste caso os seus comprimentos são grandes (em média, 4000/5000 m), como também as vazões de produção serão muito elevadas. Deve-se considerar, portanto, a utilização de *flowline* com diâmetro de 6".
4. A correlação de Shiu para o cálculo do gradiente de temperatura, contribuiu com ótimos resultados na simulação do comportamento da temperatura no *tubing* e

bons quando utilizada no riser.

5. Quanto à correlação de Orkiszewski para cálculo dos gradientes de pressão, são necessárias certas precauções quando se trabalha com altos valores de razão gás-líquido (RGL), combinada com baixos valores de pressão, pois, para os casos em que há grandes quantidades de gás livre na massa fluida, a correlação se descaracteriza, fornecendo resultados totalmente sem sentido físico, como por exemplo gradiente total de pressão negativo.
6. A elevação pneumática (*gas-lift*) é o único método, atualmente disponível, que poderá ser ajustado para a elevação artificial nos poços satélites, que irão compor os sistemas de produção para águas profundas. Quanto a isso, o método de *gas-lift* sem válvulas, apresentado por este trabalho, mostra-se plenamente viável tecnicamente para atender às necessidades do sistema, pois com a eliminação das válvulas de descarga, evita-se elevados custos de intervenção com sondas para troca dessas válvulas.
7. A utilização de um compressor de pequenas dimensões (*booster*), adequadamente adaptado ao sistema de *gas-lift* sem válvulas, é suficiente para realizar o *kick off* nos poços, quando de sua reentrada em produção.

8. O *kick off* em poços com fluido de amortecimento de alto peso específico, situação subsequente à sua completação, por exemplo, deverá ser feito por unidades de nitrogênio através do método de *jet lift*.

9. Dado o caráter permanente que se impõe aos sistemas em estudo, o dimensionamento dos equipamentos, tanto de superfície, como de subsuperfície, deve ser feito de maneira rigorosa, levando-se em conta possíveis alterações no comportamento do reservatório, mesmo durante a vida útil do projeto. Isto é imprescindível, por exemplo, quando da decisão sobre o momento de entrada em operação da elevação artificial, item que decide o dimensionamento da válvula de orifício no fundo do poço e, conseqüentemente, a razão gás-líquido de injeção a ser utilizada.

10. Apesar de o exemplo apresentado retratar um poço médio dos campos de Albacora e Marlim, o principal objetivo do trabalho, salienta-se que todo esse procedimento deve ser levado a termo para cada caso, pois se se desejar, por exemplo trabalhar com menores valores de produção, ou aceitar-se diminuí-la quando da elevação artificial, todo o dimensionamento poderá levar a outro projeto. Fica, portanto, ratificado o objetivo da dissertação: fornecer uma orientação quanto a como projetar sistemas para poços em águas profundas.

7.2) RECOMENDAÇÕES

1. Desenvolver uma correlação para cálculo do gradiente de temperatura do escoamento dos fluidos de produção no *flowline*.
2. Realizar estudos do comportamento da temperatura do gás de injeção ao longo das linhas (*flowline* e *riser* de injeção), e do anular do poço (fluxo descendente), onde existe a influência, tanto do gradiente de temperatura das formações atrás do revestimento, como do escoamento multifásico ascendente pelo *tubing*.
3. Adequar um método preciso para a previsão de formação de hidratos ao longo da linha de injeção de gás. Esta prévia informação pode evitar que se tenha que secar o gás ou utilizar inibidores de hidrato desnecessariamente.
- 4) Desenvolver uma análise econômica para otimização do método de *gas-lift* sem válvulas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Falcão, H. L. M., Chita, L. C. & Rodrigues, R. S., Perfuração em Águas Profundas no Brasil. Apresentado no 3^o Congresso Brasileiro de Petróleo, 1989.
2. *Brazil's Offshore Development Plans For The First Half Of The 90's*. Brasil Energy, Vol XI, n^o 240, April 1990.
3. Hopkins, B. C., Willians, M. R. & Skells, H. B., *Layaway Flowline Connector Simplifies Seabed Hookup*, Ocean Industry (Aug. 1986), 28-9.
4. Craft, B. C. & Hawkins, M. F., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Englewood Cliff, New Jersey: Prentice-Hall Inc., 1959.
5. Brown, K. E., The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. I, Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1977.
6. Vogel, J. V., *Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells*, J. Pet. Tech. (Jan., 1968), 83-93.
7. Fetkovich, M. J., The Isocronal Testing of Oil Well, SPE Paper n^o 4529, Apresentado no 48th Annual Fall Meeting of SPE of AIME, Las Vegas, Nevada, 1973.
8. Evinger, H. H. & Muskat, M., *Calculation of Theoretical Productivity Factor*, Trans. AIME (1942), 146.
9. Orkiszewski, J., *Predicting Two-Phase Pressure Drop in Vertical Pipes*, J. Pet. Tech. (June, 1967), 829-38.

10. Dukler, A. E., et al, Gas-Liquid Flow in Pipelines, American Gas Association, American Petroleum Institute, Vol. I, May, 1969.
11. Eaton, B. A., et al, The Prediction of Flow Pattern, Liquid Holdup and Pressure Losses Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines, Trans. AIME (1967), 815.
12. Flanigan, O., Effect of Uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two-Phase Gathering Systems, Oil and Gas Journal (March, 1958), 56.
13. Duns Jr., H. & Ros, N. C. J., Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, Apresentado no 6th World Petroleum Congress, 1963, Frankfurt, Germany.
14. Beggs, H. D. & Brill, J. P., A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes, J. Pet. Tech. (May, 1973), 607-17.
15. Hagedorn, A. R. & Brown, K. E., Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits, J. Pet. Tech. (April, 1965), 475-84.
16. Lasater, J. A., Bubble Point Pressure Correlation, Trans. AIME (1958), 379.
17. Standing, M. B., A General Pressure-Volume-Temperatura Correlation for Mixtures of California Oil and Greases, Drill. and Prod. Prac., API (1947), 275.
18. Beggs, H. D. & Robinson, J. R., Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems, J. Pet. Tech. (Sept., 1975), 1140.
19. Lee, A. L., et al, The Vicosity of Natural Gases, Trans. AIME (1958), 379.

20. Ramey Jr., H. J., Wellbore Heat Transmission, J. Pet. Tech. (April, 1962), 427-32.
21. Shiu, Kuo-Cheng Johnny, An Empirical Method of Predicting Temperatures in Flowing Wells, M.S. Thesis, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1976.
22. Sookprasong, P., Two-Phase Flow in Piping, M.S. Thesis, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1976.
23. Kumar, S., Gas Production Engineering, Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1987.
24. Katz, D. L., et al, Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw-Hill Book Company, Inc., 1959.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

- Ashelm, H., *Criteria for Gas-Lift Stability*, J. Pet. Tech. (Nov., 1988) 1452-6.
- Bertuzzi, A. F., Welchon, J. K. & Poettmann, F.H., *Description and Analysis of an Efficient Continuous Flow Gas-Lift Installation*, Trans. AIME (1953) 198, 271-8.
- Blann, J. R. & Willians, J. D., *Determining the Most Profitable Gas Injection Pressure for a Gas-Lift Installation*, J. Pet. Tech. (Aug., 1984), 1305-11.
- Brill, J. P. & Beggs, H. D., Two-Phase Flow in Pipes, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1984.
- Brown, K. E., Gas Lift Theory and Practice, Tulsa, Oklahoma: The Petroleum Publishing, Co., 1973.
- Brown, K. E., *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 2A, Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1977.
- Clegg, J. D., *Discussion of Economic Approach to Oil Production and Gas Allocation in Continuous Gas-Lift*, J. Pet. Tech. (Feb., 1982), 301-2.
- Engineering Data Book, Tulsa, Oklahoma: Natural Gasoline Supply Men's Association, 1957.
- Evelt, A. & Fuller, J., *Commissioning a Multi-Diameter Subsea Gas-Lift System*, SPE Paper n^o 16.568 (1987).
- Ikoku, C. U., Natural Gas Production Engineering, John Wiley & Sons, Inc., 1984.
- Karnu, E. P., Mach, J. & Brown, K. E., *Economic Approach to Oil*

Production and Gas Allocation in Continuous Gas-Lift,
J. Pet. Tech. (Oct., 1981), 1887-92.

Rosslund, L., Investigation of the Performance of Pressure Loss Correlations for High Capacity Wells, M.S. Thesis, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1981.

Tompson, L. G., Determination of Optimum Combination of Pressure Loss and PVT Property Correlations for Predicting Pressure Gradients in Upward Two-Phase Flow, M.S. Thesis, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1982.