

# OTIMIZAÇÃO EM LOCALIZAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO

Vinicius Ramos Rosa

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO.

Aprovada por:

---

Prof. Virgilio Jose Martins Ferreira Filho, D.Sc. (orientador)

---

Eng. José Roberto Fagundes Netto, Ph.D.

---

Prof. Paulo Couto, D.Eng.

---

Prof. Paulo Oswaldo Boaventura Netto, D.Ing.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2006

ROSA, VINICIUS RAMOS

Otimização em Localização de Plataformas  
de Produção [Rio de Janeiro] 2006

XIII, 125 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,  
Engenharia de Produção, 2006)

Dissertação - Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, COPPE

1. Localização de plataformas

I. COPPE/UFRJ II. Título ( série )

Aos meus pais, pela educação e formação recebida.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Eng. José Eduardo Mendonça da Silva pela contribuição ao meu retorno ao mestrado.

Ao Prof. Virgilio Jose Martins Ferreira Filho pela orientação e dedicação durante a elaboração deste trabalho.

Ao Eng. Guilherme Camelo pela valiosa ajuda na implementação computacional.

Aos Eng. Divonsir Lopes, Eng. Edson Capucci e Eng. Iberê Alves pela atenção, conhecimentos e experiências transmitidas.

A Gina, minha eterna namorada, pelo apoio, incentivo e companheirismo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## OTIMIZAÇÃO EM LOCALIZAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO

Vinicius Ramos Rosa

Outubro/2006

Orientador: Virgilio Jose Martins Ferreira Filho

Programa: Engenharia de Produção

Este trabalho descreve uma metodologia geral para a otimização da localização de plataformas e dos traçados de linhas que conectam os poços às plataformas. O objetivo é maximizar o valor presente líquido do projeto de desenvolvimento de campos de petróleo *offshore*. Para cada possível posição da plataforma são calculadas as vazões médias anuais e os custos de linhas correspondentes. O cálculo das vazões é realizado por meio de correlações de fluxo multifásico, correlações *black oil*, utilizando dados de reservatório e geometria de poços e linhas. O custo das linhas baseia-se nas distâncias entre os poços e a plataforma utilizando-se da representação da superfície do fundo do mar por um grafo. É feita uma comparação entre a otimização pela maximização do valor presente líquido e a minimização de custos de investimento. Um problema exemplo é solucionado para avaliar a metodologia.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## PLATFORM LOCATION OPTIMIZATION

Vinicius Ramos Rosa

October/2006

Advisor: Virgilio Jose Martins Ferreira Filho

Department: Production Engineering

This work presents a general method for finding the optimal platform location and pipeline routing to connect wells to platform. The objective of this model is the maximization of discounted after-tax cash flows. The average annual production rate and the total pipeline cost are calculated for each possible platform location. The production rates are calculated by multiphase correlations, black oil correlations, reservoir data, well and pipes specifications. The distances between the wells and platform define the pipeline costs. These distances are based on a graph that represents the mud line. A comparison between the maximization of discounted after-tax flow and the minimization of investment costs is made. An example problem is solved to evaluate the method.

# ÍNDICE

1. Introdução	1
2. Sistemas marítimos de produção	4
2.1 Introdução	4
2.2 Arranjo dos poços	6
2.3 <i>Manifolds</i>	8
2.4 Unidades estacionárias de produção (UEPs)	9
2.4.1 Classificação das UEPs	10
2.4.1.1 UEPs Fixas	11
2.4.1.1.1 <i>Jackup</i> ou auto elevatória	11
2.4.1.1.2 Jaqueta	11
2.4.1.2 UEPs flutuantes	12
2.4.1.2.1 <i>Spar</i>	13
2.4.1.2.2 Semi-submersível	13
2.4.1.2.4 TLP	14
2.4.1.2.2 FPSO	15
2.4.2 Parâmetros para a definição da UEP em um projeto de desenvolvimento	15
2.5 Linhas de produção e <i>risers</i>	16
2.6 Escoamento e estocagem de óleo	18
3. Revisão bibliográfica	20

4. Contexto teórico	28
4.1 Produção de petróleo	28
4.2 Fluxo no meio poroso	31
4.3 Fluxo na coluna, linhas de produção e <i>riser</i>	36
4.3.1 Fluxo multifásico	37
4.3.2 Correlações para cálculo da perda de pressão em fluxo bifásico	38
4.3.3 Obtenção das propriedades dos fluidos utilizadas pelas correlações de cálculo de perda de pressão em fluxo bifásico	44
4.3.4. Velocidades e relações de velocidades no escoamento bifásico	45
4.3.4.1 <i>Liquid holdup</i> com escorregamento	45
4.3.4.2 <i>Liquid holdup</i> sem escorregamento	46
4.3.4.3 Velocidades das fases gás e líquido	46
4.3.5 Determinação das propriedades da mistura líquida água e óleo	47
4.3.6 Procedimento de cálculo de perda de carga no escoamento Bifásico, sem perfil de temperatura e utilizando as correlações <i>black oil</i> na determinação das propriedades físicas dos fluidos	47
4.3.6.1 Cálculo da temperatura de escoamento de óleo e gás em um trecho de tubulação	49
4.3.6.2 Cálculo da pressão no escoamento de óleo e gás em um trecho de tubulação	55
4.3.6.3 Perfis de pressão em escoamento bifásico vertical e horizontal	58
4.4 Simulador numérico computacional de fluxos multifásicos	60
4.5 Problemas de localização de facilidades	61
4.5.1 Problema das p-medianas	66
4.5.2 Determinação de caminhos mínimos entre nós de um grafo	69
4.5.2.1 Algoritmo de Floyd	70
5. Modelagem do problema	72



5.1 Introdução	72
5.2 Representação da superfície do fundo do mar em um grafo	73
5.3 Matriz de distâncias	74
5.4 Cálculo das vazões de óleo ao longo do tempo correspondentes as possíveis posições da plataforma	75
5.5 Cálculo do valor presente líquido associado a cada posição da plataforma	78
6. Problema exemplo	81
6.1 Descrição do problema	81
6.2 Resultados obtidos	85
7. Discussão dos resultados, conclusão e trabalhos futuros	92
8. Referências Bibliográficas	98
I. Apêndice	102
II . Anexo	117

## NOMENCLATURA

### Abreviaturas

ANM	– Árvore de Natal Molhada.
BOP	– <i>Blow Out Preventer</i> .
BSW	– <i>Basic Water and Sediments</i> ou Fração de Água.
EVTE	– Estudo de Viabilidade Técnico Econômica.
FPSO	– <i>Floating Production Storage and Offloading</i> .
FSO	– <i>Floating Storage and Offloading</i> .
IP	– Índice de Produtividade.
IPR	– <i>Inflow Performance Relationship</i> .
LDA	– Lâmina d'água ou profundidade de água.
SS	– Plataforma Semi Submersível.
TEC	– <i>Thermal Exchange Coefficient</i> .
TLP	– Plataforma de Pernas Atirantadas.
UEP	– Unidade Estacionária de Produção.
VLCC	– <i>Very Large Crude Carrier</i> .
VPL	– Valor Presente Líquido.

### Símbolos

$A$	– relaxação térmica da distância.
$C_L$	– custo de linha de produção, injeção e <i>riser</i> por metro.
$C_{MP}$	– custo anual de manutenção de poços produtores e injetores.
$c_p$	– calor específico a pressão constante.
$c_p$	– calor específico a pressão constante médio.
$C_{PC}$	– custo de perfuração e completação de um poço produtor ou injetor.
$c_{pg}$	– calor específico a pressão constante do gás.
$c_{pL}$	– calor específico a pressão constante do líquido.
$C_{UEP}$	– custo da plataforma, a unidade estacionária de produção.
$C_V$	– custo variável.
$D$	– diâmetro da tubulação.

- $dH/dL$  – gradiente de entalpia.
- $d_{ij}$  – distância do vértice  $i$  ao vértice  $j$
- $d_{jk}$  – distância do poço produtor ou injetor localizado no vértice  $j$  ao vértice  $k$ , onde está a plataforma.
- $D_k$  – custo de desenvolvimento com a plataforma posicionada no vértice  $k$  do grafo.
- $D_k$  – custo de desenvolvimento com a plataforma posicionada no vértice  $k$  do grafo.
- $\Delta L$  – comprimento do trecho.
- $dp/dL$  – gradiente de pressão.
- $dp/dr$  – taxa de queda de pressão ao longo do raio, com origem no eixo central do poço.
- $dT/dL$  – gradiente de temperatura.
- $\Delta z$  – variação da elevação.
- $f_a$  – fator de atrito.
- $g$  – aceleração da gravidade.
- $g$  – aceleração da gravidade.
- $g_e$  – gradiente geotérmico.
- $g_t$  – gradiente térmico do ambiente, terra ou mar.
- $h$  – espessura da formação produtora.
- $H_g$  – holdup de gás com escorregamento entre as fases.
- $H_L$  – holdup de líquido com escorregamento entre as fases.
- $I$  – percentual de impostos sobre a receita.
- $i$  – taxa de atratividade.
- $K$  – permeabilidade do meio poroso relativa ao líquido.
- $K$  – permeabilidade relativa ao líquido.
- $k$  – possíveis posições da plataforma.
- $L$  – distância entre o ponto referente a profundidade  $p$  e a profundidade  $p_i$ .
- $L$  – comprimento do segmento de coluna ou linha de produção.
- $m$  – taxa de fluxo de massa.
- $n$  – número de segmentos.
- $n_p$  – número total de poços, produtores e injetores.
- $P$  – pressão.

$p$	– número de instalações utilizadas como mediana
$P_e$	– pressão média do reservatório.
$P_e$	– pressão do reservatório.
$P_i$	– pressão no início do trecho.
$P_{i+1}$	– pressão no final do trecho.
$P_k$	– profundidade do vértice k em relação ao nível do mar.
$P_{wf}$	– pressão de fluxo no fundo do poço.
$q$	– vazão de líquido.
$Q$	– energia transferida entre o ambiente e o fluido.
$q_{max}$	– vazão quando a pressão de fluxo no fundo do poço é nula.
$Q_t$	– média anual da vazão de óleo no ano t.
$r_e$	– raio de drenagem do poço.
$r_w$	– raio do poço.
$T$	– temperatura calculada para o segmento em análise.
$t$	– tempo em anos.
$T$	– tempo total de produção do campo.
$T_{ei}$	– temperatura do ambiente, no início do segmento.
$T_i$	– temperatura do fluido no início do segmento.
$T_p$	– temperatura na profundidade p.
$T_{pi}$	– temperatura na profundidade inicial pi.
$u$	– velocidade do fluido.
$U$	– energia interna.
$V$	– volume.
$VP_K$	– valor presente de receitas menos despesas com a UEP no vértice k.
$V_t$	– preço de venda do barril de petróleo no ano t.
$W$	– trabalho fornecido ao fluido.
$z$	– fator de compressibilidade do gás.
$\beta$	– fator volume formação do líquido.
$\delta$	– ângulo com a vertical.
$\Delta L$	– comprimento do trecho.
$\phi$	– parâmetro adimensional.
$\eta$	– termo relacionado ao coeficiente de Joule-Thomson.
$\lambda_g$	– holdup de gás sem escorregamento entre as fases.

- $\lambda_L$  – holdup de líquido sem escorregamento entre as fases.
- $\mu$  – viscosidade do líquido.
- $\theta$  – ângulo de inclinação com a horizontal.
- $\rho$  – massa específica do fluido.
- $w$  – vazão mássica total.
- $w_g$  – vazão mássica do gás.

## 1. Introdução

A complexidade inerente à atividade de exploração de um campo de petróleo em alto-mar implica a necessidade de se tomar diversas decisões relativas ao projeto do sistema de produção. Tais decisões envolvem desde o estabelecimento do número, tipo de perfuração e capacidade de produção dos poços de petróleo, até a configuração de sistemas e equipamentos em plantas de processo nas plataformas. O desenvolvimento de campos de petróleo requer decisões de longo prazo, tomadas no início do projeto (FRAIR e DEVINE, 1975).

Uma das mais importantes decisões que necessitam ser tomadas ao planejar as instalações que permitirão produzir petróleo em águas profundas é a escolha das localizações dos diversos poços e plataformas que fazem parte do campo de petróleo em alto-mar, bem como a associação dos poços às plataformas através de dutos condutores da massa líquida drenada. O projeto de localização de poços, plataformas e traçado dos dutos é conhecido como layout submarino. Uma boa escolha das localizações permite a redução dos custos de implantação do sistema de produção, reduzindo as distâncias a serem percorridas pelos dutos que conectam os poços às plataformas e a necessidade de equipamentos adicionais.

A maior fração dos custos de desenvolvimento de campos de petróleo *offshore* envolve os equipamentos e tubulações inseridas nos poços produtores e as linhas de produção que conectam estes poços às plataformas (FRANCO, 2003).

Constitui um item fundamental no projeto a correta análise das características do reservatório produtor para a definição do programa de produção dos hidrocarbonetos. Finalmente, uma avaliação técnica de cada aspecto de engenharia envolvido e do conjunto como um todo, definirão a viabilidade do desenvolvimento do campo petrolífero (NADALETTI, 2004).

O problema geral de selecionar a melhor localização de plataformas dado um conjunto de poços é análogo ao problema de localização com múltiplas fábricas e depósitos. O problema consiste em encontrar a quantidade, a capacidade e a localização de depósitos e a alocação de fábricas aos depósitos de modo a minimizar os custos de transporte. As plataformas guardam similaridade aos depósitos e os poços às fábricas. Os custos dos dutos de interligação entre os poços e as plataformas correspondem ao custo de transporte entre as fábricas e os depósitos. Assim, os custos das linhas ou dutos

de produção dependem da localização da plataforma, os custos das plataformas dependem de suas capacidades e da profundidade das alocações (DEVINE e LESSO, 1972). Várias propostas foram feitas para a solução deste problema utilizando programação linear, métodos de simulação, métodos heurísticos, algoritmos de programação dinâmica e programação convexa.

Além da minimização do custo das linhas de produção, a otimização do layout submarino pode também considerar a influência da localização da plataforma nas vazões de óleo dos poços. É possível obter maior volume de produção quanto menor forem as perdas de energia ao longo do escoamento dos fluidos, proporcional às distâncias percorridas.

A queda de energia sofrida pelos fluidos ao longo do escoamento é chamada de perda de carga. Quanto maior a perda de carga no escoamento, maior a quantidade de energia será necessária para ocorrer fluxo de fluido. As quedas de energia no escoamento em tubulações podem ser distribuídas e localizadas. As perdas distribuídas ocorrem devido à fricção das partículas fluidas entre si e entre partículas fluidas com a parede interna do tubo. A perda distribuída é função da extensão da tubulação, de sua rugosidade, de seu diâmetro e da velocidade do escoamento. As perdas localizadas se devem a qualquer acidente que altere a velocidade do escoamento do fluido tais como o aumento ou redução de turbulência, a mudança de direção e a variação de diâmetro.

Desta forma, a energia necessária ao escoamento de fluidos em uma tubulação é determinada pela perda de carga, que é função da velocidade de fluxo, características da tubulação, profundidade do reservatório e características do fluido. A energia requerida para ocorrência de fluxo e a perda de energia ao longo da tubulação são expressas em forma de pressão.

Um problema típico da engenharia de petróleo é determinar a pressão requerida a um poço para produzir a vazão desejada. Para cada configuração das tubulações de coleta de óleo temos diferentes pressões requeridas em função da perda de carga associada à vazão desejada. As distâncias entre os poços e a plataforma definem as perdas devidas às geometrias das tubulações. Como as pressões requeridas também são funções da vazão, é possível associar cada valor de vazão a uma correspondente pressão requerida gerando curvas de pressão versus vazão.

A localização da plataforma deve ser escolhida de modo a minimizar além dos custos de investimento, as perdas de carga ao longo da tubulação. Desta forma aproveita-se ao máximo a energia do reservatório, maximizando a vazão de óleo. Esta

análise deve ser feita considerando a evolução da produção no tempo, pois para cada poço há alterações na vazão e características dos fluidos produzidos.

Este trabalho pretende descrever uma metodologia para a solução do problema do layout submarino, em especial a localização de plataformas de produção. Será adotada como função objetivo a maximização do valor presente líquido considerando ao longo do tempo a vazão de óleo decorrente do layout adotado e o custo de linhas do sistema de coleta, exportação e injeção de água. Também será feita uma comparação entre os resultados da abordagem de maximização do valor presente líquido contra a minimização de investimentos.

O presente estudo encontra-se estruturado em nove capítulos, incluindo esta introdução a qual descreve a origem, os objetivos, e a motivação desta pesquisa. No segundo capítulo é apresentado o contexto físico do problema estudado - os sistemas marítimos de produção de petróleo. Uma breve revisão bibliográfica sobre a resolução do problema por outros autores é o objeto do terceiro capítulo. A teoria utilizada neste trabalho é descrita resumidamente no quarto capítulo. O quinto capítulo refere-se a modelagem do problema com base na teoria descrita no capítulo anterior. Um problema exemplo é descrito, modelado e tem sua solução apresentada no sexto capítulo. A análise dos resultados do problema exemplo, conclusões e recomendações para trabalhos futuros são descritos no sétimo capítulo. O oitavo capítulo reúne a bibliografia utilizada neste estudo. O apêndice compreende as equações das correlações utilizadas para cálculo do gradiente de pressão em fluxo multifásico e o anexo traz os resultados computacionais do problema exemplo.



## **2. Sistemas Marítimos de Produção**

### **2.1 Introdução**

A produção do petróleo do reservatório de um campo marítimo é feita através de poços perfurados no leito oceânico. Esses poços são dispostos de modo a otimizar o volume de óleo extraído.

Como descrito em LIMA (2004), a perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda por um processo rotativo. O local do solo submarino onde a perfuração é iniciada chama-se cabeça do poço e o local de maior profundidade no poço, onde produção é realizada, recebe o nome de objetivo. Na perfuração rotativa, utilizada para construção de poços, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Esta coluna consiste de tubos de paredes espessas próximas a broca, os tubos comandos, e de paredes mais finas, as colunas de perfuração. Os fragmentos da rocha do poço em perfuração são removidos continuamente pelo fluxo de um fluido bombeado na superfície pelo interior da coluna de perfuração, chegando a orifícios na broca. O fluido ao difundir-se pela broca realiza lubrificação, lavagem e resfriamento dos pontos onde ocorre a perfuração. Este fluido retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna de perfuração. Ao atingir determinada profundidade especificada em projeto, a coluna de perfuração é retirada do poço. Outra coluna de aço, chamada de coluna de revestimento, com diâmetro inferior ao da broca utilizada, é descida no poço. O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar hidráulicamente as rochas atravessadas, para permitir o avanço da perfuração a profundidades maiores com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor que o do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Então, um poço é perfurado em diversas fases, caracterizado pelos diferentes diâmetros das brocas utilizadas. As fases da perfuração são ilustradas pela figura 1.

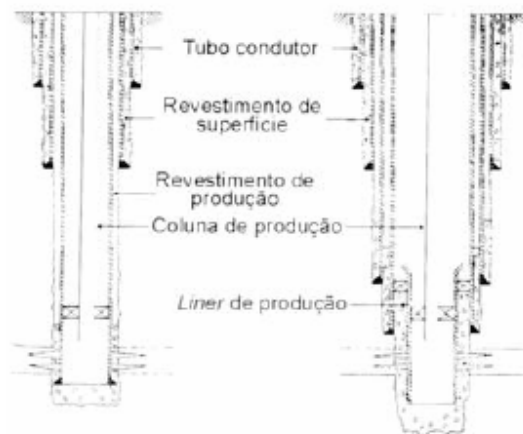


Figura 1. Fases da perfuração (LIMA, 2004).

Após a perfuração e depois de descidos os revestimentos no poço e a cimentação, são descidas as colunas de produção. Estas tubulações conduzem o óleo desde o local onde a produção é realizada até a cabeça do poço. Durante as fases da perfuração, instala-se na cabeça do poço um equipamento para evitar que o óleo seja produzido de forma descontrolada, sem atender aos requisitos de segurança. Este equipamento consiste em conjunto de válvulas e é chamado de BOP, do inglês *blow out preventer*. O BOP permanece na cabeça do poço até haver condições de infra estrutura para produção como a existência dutos de coleta de óleo e de uma plataforma para receber a produção. Quando a estrutura do campo está em condições de receber e processar produção, o BOP é substituído por outro equipamento de controle e segurança, a árvore de natal molhada (ANM). Também consiste de um conjunto de válvulas que controlam a produção do poço e permitem o escoamento de óleo da coluna de produção à tubulação de escoamento de produção. O desenho de uma ANM em um poço é mostrado na figura 2.

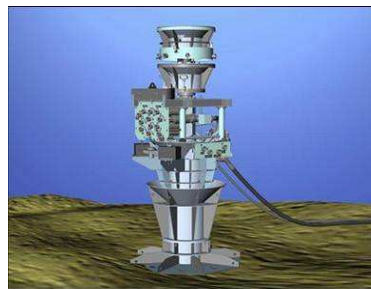


Figura 2. Desenho de uma árvore de natal molhada (ANM) (FRANCO, 2003).

Resumidamente, um sistema de produção consiste de uma ou mais plataformas ou unidades estacionárias de produção (UEP), equipamentos localizados no convés das UEPs e os equipamentos localizados no fundo do mar, que constituem o *layout* submarino. Um esquema de um sistema marítimo de produção é ilustrado pela figura 3.

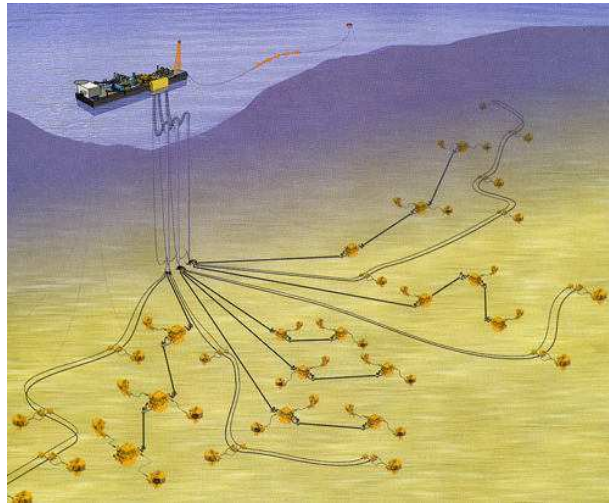


Figura 3. Um sistema marítimo de produção (ARATANHA, 2005).

## 2.2. Arranjo dos Poços

Os poços podem ser perfurados de forma perpendicular, os chamados poços verticais; oblíqua, os poços direcionais; ou com inclinação nula em relação ao solo, os poços horizontais, como mostrados na figura 4. Os poços horizontais são de emprego cada vez maior na produção *offshore*. De acordo com FRANCO (2003), se perfurados em um mesmo local, um poço horizontal geralmente equivale a dois ou três poços verticais em termos de vazão e volume acumulado de produção de óleo durante a vida produtiva do campo.

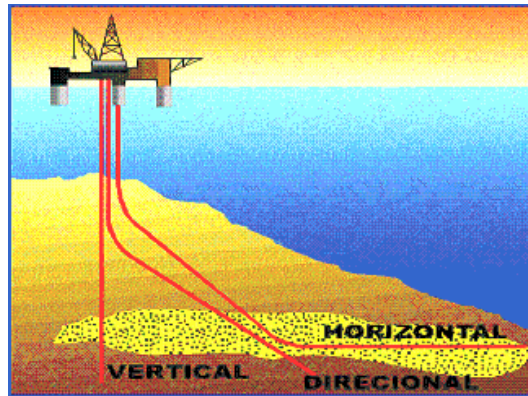


Figura 4. Poços horizontais, verticais e direcionais (FRANCO, 2003).

O arranjo dos poços pode ser do tipo satélite ou agrupado. Os poços agrupados posicionam-se geralmente abaixo da UEP e os poços satélites localizam-se em vários pontos do campo, ao redor da UEP, como mostra a figura 5a e 5b respectivamente.

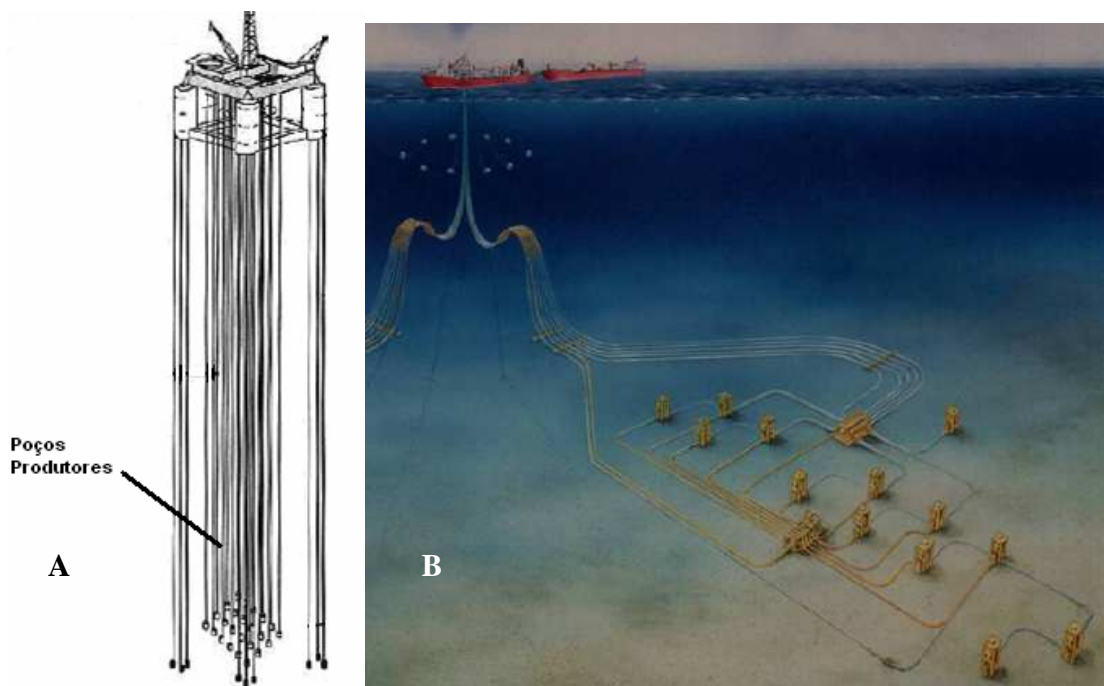


Figura 5a. Poços agrupados. Figura 5b. Poços satélites (TROINA, 2005).

A utilização de poços satélites apresenta vantagem em relação aos poços agrupados, pois podem ser posicionadas sobre as regiões de maiores concentrações de óleo no reservatório. Entretanto o investimento é muito maior comparando-se aos poços agrupados

pois é necessário a cada poço satélite mais equipamentos e maior comprimento de tubulações para o escoamento da produção dos poços.

FRANCO (2003) afirma que alguns dos parâmetros que influenciam a definição do arranjo dos poços são a área do reservatório, a profundidade, o tipo e o número de poços a perfurar. A área do reservatório é a área na direção horizontal. Se for relativamente grande, o arranjo dos poços preferencialmente deverá ser satélite e dessa forma, o reservatório pode ser melhor drenado. Se a área for pequena, o agrupamento dos poços pode ser uma boa opção.

A profundidade do reservatório é a distância vertical que vai do fundo do mar até onde se encontra o petróleo. Para reservatórios bastante profundos o arranjo satélite é preferencial devido a maior possibilidade de obter melhor drenagem. Em reservatórios não muito profundos, não há um arranjo preferencial. Nestes reservatórios a perfuração horizontal torna-se inviável, não sendo possível atingir o ponto desejado na jazida.

Quanto ao tipo dos poços, os horizontais são preferenciais no arranjo de poços agrupados pois há maior possibilidade de atingir mais pontos do reservatório. Isto seria mais difícil com a perfuração de poços verticais. Entretanto, se o reservatório for pouco espesso, a perfuração horizontal pode ultrapassar os limites do reservatório, podendo alcançar zonas sem acúmulo de petróleo, encarecendo o projeto.

Em relação a quantidade de poços no projeto, se um grande número for dedicado a um único campo, o arranjo satélite torna os custos do projeto mais elevados devido a maior quantidade de tubulações e de equipamentos mais sofisticados.

Um outro parâmetro que poderia ser utilizado nessa tomada de decisão é a distância entre os poços satélites. Entretanto, este aspecto está embutido na consideração da área do reservatório, pois quanto maior for a área, maior deve ser a distância entre os poços.

Nota-se que há uma inter-relação bastante complexa entre os fatores que influenciam o arranjo de poços. Sua definição requer muitas informações e análises.

### **2.3. *Manifold***

Há limitações quanto ao número de poços que podem ser ligados a uma UEP. Se há mais poços que o número possível de ligações, utilizam-se *manifolds*, que organizam os poços em clusters. Um *manifold* é um conjunto de válvulas no fundo do mar que funciona

como uma subestação de captação, um concentrador do petróleo produzido por vários poços, enviando-o a uma plataforma por uma única tubulação. O objetivo de utilizar *manifolds* é reduzir o número das tubulações que interligam os poços à plataforma, reduzindo o comprimento total utilizado. De forma semelhante a UEP, os *manifolds* também tem limitações quanto ao número máximo de poços interligados (CERQUEIRA, 2005).

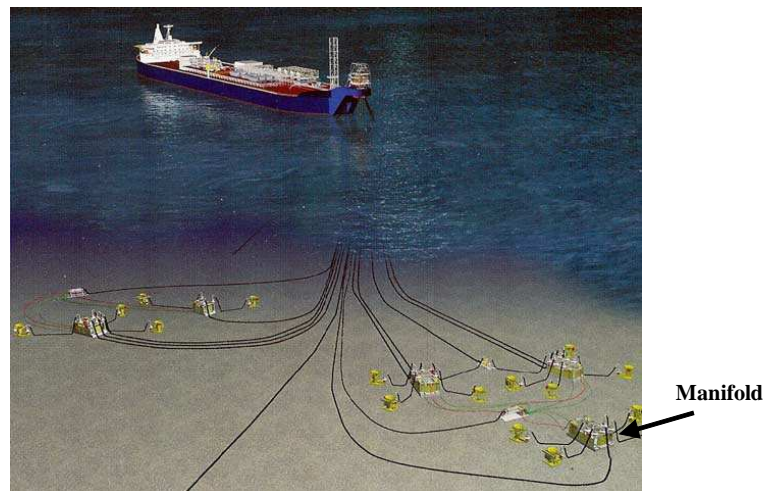


Figura 6. *Manifold* (CERQUEIRA, 2005).

A capacidade máxima da tubulação de coleta do óleo produzido pode também determinar o uso de *manifold*. Poços com altas vazões podem ter o fluxo restringido no *manifold* para atender a capacidade de escoamento das tubulações e de processamento da plataforma (FRANCO, 2003).

#### **2.4. Unidade Estacionária de Produção (UEP)**

A UEP é uma unidade industrial no mar. Sua função básica é separar óleo, gás e água dos fluidos produzidos, tratá-los de modo a possibilitar a exportação de gás e óleo e o descarte da água ao mar. A utilização de sistemas de elevação artificial e injeção de água, assuntos a serem tratados posteriormente neste trabalho, é possível por equipamentos instalados na UEP. A exportação de óleo é realizada por navios aliviadores ou por oleodutos. O gás produzido é comprimido e enviado para terra através de gasodutos ou re-injetado no reservatório. As plataformas são classificadas e projetadas de acordo com a

produção esperada do campo, a profundidade do mar e intempéries ambientais. Seleciona-se um tipo de UEP confrontando as características de cada uma com as necessidades do campo em estudo. Durante o projeto de desenvolvimento do campo, são analisadas todas as alternativas em estudos de viabilidade técnico-econômica (EVTE). Nesta fase são selecionados a UEP e o sistema de produção.

#### **2.4.1 Classificação das UEPs**

As principais UEPs podem ser classificadas como fixas ou flutuantes. As UEPs fixas foram as primeiras unidades utilizadas e têm sido as preferidas nos campos localizados em profundidade de água ou lâminas d'água de até 300m. As plataformas fixas são constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar e apoiadas em grandes estruturas de aço. As plataformas fixas são projetadas para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção de petróleo.

As UEPs flutuantes foram desenvolvidas devido a necessidade de avançar na produção de campos em águas cada vez mais profundas. Instalar uma plataforma fixa em grandes profundidades exige estruturas muito complexas e de custo bastante elevado na construção e instalação na locação. As UEP flutuantes dispensam as estruturas de aço que suportam sobre o leito marinho com a utilização de flutuadores em sua estrutura. Permitem a produção estando instaladas a profundidades de 1280m de lâmina d'água, como na plataforma FPSO-Brasil, do campo de Roncador.

Dentre as UEPs fixas, as que se destacam pela maior quantidade em operação são a *Jackup* e a Jaqueta. Dentre as UEPs flutuantes, a *Spar*; Semi Submersível (SS); Plataforma de Pernas Tensionadas (TLP) e o Navio Tanque de Produção (FPSO). A seguir cada tipo de plataforma será brevemente descrito, com base em ARATANHA (2005), apresentando as principais características.

## 2.4.1.1 Unidades Estacionárias de Produção Fixas

### 2.4.1.1.1 *Jackup* ou Auto-Elevatória

Basicamente são constituídas de uma balsa equipada com estrutura de apoio, ou pernas, que acionadas mecânica ou hidraulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Destinam-se à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâmina d'água que variam de 5 a 130 m. Seu uso é restrito basicamente pela lâmina d'água e pelas condições de solo do fundo do mar para a penetração das pernas. Tem a menor área disponível para a montagem de equipamentos e a capacidade de carga de convés é bastante reduzida. Desta forma, a capacidade de processamento é bastante reduzida se comparada a outras plataformas. Apesar dessas desvantagens, essa estrutura suporta ondas de até 30 m de altura. A figura 7 ilustra uma *Jackup*.



Figura 7. Plataforma *Jackup* (ARATANHA, 2005).

### 2.4.1.1.2 Jaqueta

As plataformas jaquetas são estruturas metálicas instaladas com estacas cravadas no fundo do mar, ilustradas na figura 8. Normalmente possuem grande capacidade de processar o óleo e gás produzidos, muitas vezes atendendo não somente o campo onde está instalada, mas também campos adjacentes.



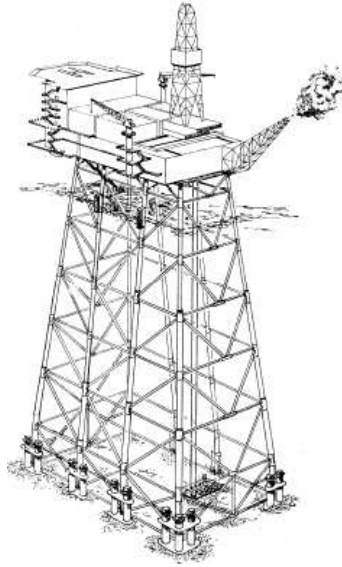


Figura 8. Plataforma Jaqueta (ARATANHA, 2005).

São em geral projetadas para vida útil de 20 a 30 anos e representam altos investimentos. O seu posicionamento requer cuidados especiais e deve ser bastante preciso, pois uma vez instalada não poderá ser removida para outra locação. O tempo necessário para sua construção é muitas vezes considerado longo.

#### 2.4.1.2 Unidades Estacionárias de Produção Flutuantes

São projetadas preferencialmente para águas profundas, mas também são utilizadas em águas rasas. A UEP flutuante pode movimentar-se devido à ação das ondas, correntes e ventos, que em função da severidade, podem danificar os equipamentos de subsuperfície e de conexão com os poços. É necessário posicioná-la de modo que tenha movimentos limitados a área de um círculo, com raio de tolerância ditado pelas restrições dos equipamentos de subsuperfície. Dispõem de sistema de ancoragem, geralmente é constituído de 8 a 12 âncoras e cabos ou cabos e correntes, atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante quando esta é modificada. Podem ser reutilizadas em outras locações e apresentam custos reduzidos de abandono de campo.

#### 2.4.1.2.1 Spar

A unidade do tipo *Spar* é basicamente uma grande estrutura de bóia com um tanque submerso de grande volume para armazenamento de óleo, com sua visão geral ilustrada na figura 9. Consiste em um casco cilíndrico vertical com secções transversais. O grande corpo cilíndrico ancorado por correntes em catenária minimiza movimentos derivados das correntes marinhas e ondas. Essa estrutura provê grande estabilidade pois mantêm o centro de massa abaixo do centro de flutuação. A capacidade de armazenamento chega a mais de 1 milhão de barris, aplicável a áreas remotas onde a infra-estrutura de dutos de coleta de produção é inviável.



Figura 9. Plataforma Spar (ARATANHA, 2005).

#### 2.4.1.2.2 Semi-Submersíveis (SS)

As plataformas semi-submersíveis são compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos. Caracterizam-se por utilização de estruturas flutuantes com grande volume submerso. Este volume é controlado de modo a garantir melhor estabilidade a unidade sendo muito pouco afetadas por ondas, correntes e ventos, apresentando poucos e suaves movimentos, mesmo em condições ambientais severas. Não são consideradas nos projetos de SS capacidades de armazenamento de óleo nas estruturas flutuantes. Desta forma, deve ser prevista a necessidade da instalação de

duto de exportação para outras unidades, terminais ou a instalação de uma unidade de armazenamento flutuante (FSO – *floating storage and offloading*) junto à plataforma, acarretando neste caso considerável aumento no custo de desenvolvimento do campo. A figura 10 mostra uma plataforma SS.



Figura 10. Plataforma Semi-Submersível (ARATANHA, 2005).

#### 2.4.1.2.3 Plataforma de Pernas Tensionadas (TLP)

Sua estrutura é bastante semelhante à da plataforma semi-submersível. Porém, sua ancoragem ao fundo mar é diferente: as TLPs são ancoradas por estruturas tubulares, com os tendões fixos ao fundo do mar por estacas e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, o que reduz severamente seus movimentos. Assim, as operações são iguais às nas plataformas fixas.



Figura 11. Plataforma TLP (ARATANHA, 2005).

#### 2.4.1.2.4 Navio tanque de produção (FPSO – *floating production storage and offloading*)

Um navio petroleiro VLCC, do inglês *very large crude carrier*, (classificação dos navios petroleiros de maior capacidade de volume), pode ser adaptado para operar como UEP com grande capacidade de processar, armazenar e transferir o óleo e gás produzido em um campo. A utilização deste tipo de UEP permite produção em águas profundas em curto prazo antecipando a produção. Possuem grande capacidade de lâmina d'água, se movimentam com certa rapidez entre locações, pode ter autopropulsão.

A ancoragem do navio em geral é feita de modo semelhante ao das plataformas flutuantes. No entanto, para os navios é possível ainda aplicar a amarração tipo *turret*, no qual a plataforma pode se alinhar as correntezas de modo a sua estrutura sofrer menores esforços pelas características do ambiente.



Figura 12. Plataforma FPSO (ARATANHA, 2005).

#### 2.4.2 Parâmetros para a definição do tipo de UEP em um projeto de desenvolvimento de campos de petróleo.

A escolha da UEP, dentre muitas variáveis, é função do arranjo dos poços. Alguns tipos de estruturas, como a TLP e Jaqueta operam usualmente com poços agrupados e outras não apresentam restrições quanto ao arranjo de poços.

As forças originadas pela ação dos ventos, ondas e correntezas são as principais cargas em estruturas *offshore*. Acarretam riscos estruturais e ambientais como, por exemplo, a possibilidade de rompimento de dutos que conectam os poços as UEPs. As condições ambientais definem o tipo de tubulação a ser empregada e influenciam também a escolha da UEP. Há tecnologia de projeto para estruturas *offshore* em condições de

tempestades, inclusive considerando problemas de fadiga, aumentando consideravelmente o custo das plataformas.

O número de poços também define a escolha da UEP pois cada tipo de plataforma tem capacidade de operar com um número limitado de poços. As plataformas SS geralmente têm capacidade de operar com 30 a 40 poços.

Cada tipo de plataforma possui, em linhas gerais, uma capacidade máxima de processamento de óleo e gás. A UEP tipo Jaqueta, por exemplo, possui uma grande capacidade de carga e, por esse motivo, a capacidade de processamento também é grande. A UEP *Spar* possui área relativamente grande de convés mas capacidade de carga limitada, como consequência apresenta geralmente menor capacidade de processamento de óleo que as estruturas fixas.

## 2.5 Linhas de produção e risers

Este parágrafo e os seguintes baseiam-se no trabalho de MOREIRA (2005). Todo óleo extraído dos poços é enviado para a Unidade Estacionária de Produção (UEP) por tubulações, chamadas de linhas de produção e *risers*. Estas tubulações fazem a interconexão entre os elementos submarinos do sistema de produção. As linhas de produção ou *flowlines* interligam a árvore de natal molhada à base do *riser*. Este, liga a *flowline* no fundo do mar à superfície, onde se encontra posicionada uma UEP. A linha de produção apóia-se no leito marinho enquanto o *riser* é suspenso em catenária da plataforma até o fundo do mar, como mostra a figura 13. O *riser* também pode estar perpendicular ao leito marinho em vez de formar uma catenária quando UEPs fixas são utilizadas. Além de óleo, os *risers* e *flowlines* podem transportar gás e água.

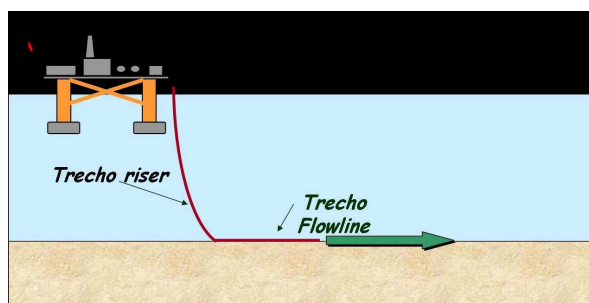


Figura 13. *Flowline* e *riser* (TROINA, 2005).

Como características gerais das *flowlines* e *risers* destacam-se a resistência à abrasão e à corrosão, tanto interna quanto externamente; resistência mecânica à tração, cisalhamento e ao colapso; têm características elásticas, permitindo o alongamento vertical e o movimento angular da coluna articulada com restrições; são removíveis, possibilitando manutenção corretiva e desconexão; seus diâmetros permitem a passagem de ferramentas, raspadores, dispositivos de intervenção e tubulações em seu interior.

Os *risers* e *flowlines* podem ser do tipo rígido ou flexível. Os rígidos são constituídos de aço. As principais vantagens dos rígidos são a maior faixa de trabalho quanto à pressão e à temperatura; a operação com equipamentos convencionais para a instalação e desinstalação; possuem impacto marginal no projeto da estrutura flutuante; suportam intervenções de sonda; apresentam custo de investimento menor. Entretanto, apesar dos benefícios de sua utilização, os tubos rígidos demandam desconexão submarina; necessitam de junta submarina flexível; despedem maior tempo na operação de instalação e remoção; e provocam tensionamentos não desejáveis nos equipamentos submarinos. A estrutura rígida não suporta ou é muito pouco resistente aos esforços gerados pela movimentação da UEP, sendo indicados geralmente em projetos com UEPs fixas.

Tubos flexíveis são elementos estruturais de construção composta, utilizando materiais metálicos e poliméricos. A estrutura típica de um *riser* ou *flowline* flexível possui cinco camadas principais - uma carcaça de aço espiralada para resistir à flambagem e prevenir a deformação; duas camadas de plástico resistente à temperatura, composto de poliamida, que também garante estanqueidade; uma espiral zeta para prover resistência à pressão interna; e uma camada de cabo de aço trançado para prover resistência a pequenos movimentos devido a movimentação da UEP e a tensões longitudinais devido à pressão interna. O aço confere as propriedades mecânicas desejáveis ao sistema, enquanto o plástico permite a estanqueidade e isolamento térmica da tubulação. A figura 14 ilustra as típicas camadas de uma *flowline* flexível.



Figura 14. Linha flexível (TROINA, 2005).

É possível enumerar como vantagens da utilização dos tubos flexíveis dispensarem a desconexão submarina; a rapidez nas operações de conexão e desconexão; a simplicidade e confiabilidade no sistema; a possibilidade de excursão da planta flutuante em virtude das variações de preamar e baixa-mar; o mínimo tensionamento causado aos equipamentos submarinos; e a maior segurança na instalação e remoção. As condições ambientais severas podem alterar os movimentos das UEPs e provocarem esforços mecânicos no *riser*, prejudicando as operações e podendo até causar fraturas na tubulação, ocasionando em acidentes ambientais e tecnológicos. Os *risers* flexíveis são mais indicados a estas condições pois os rígidos são mais frágeis a estes movimentos. Em comparação aos tubos rígidos, os flexíveis apresentam limites menores de pressão e temperatura suportáveis; há ainda um pequeno número de fornecedores de material no mercado e, conseqüentemente grande tempo de espera pela fabricação e altíssimo custo do produto se comparado aos rígidos. Uma possível combinação de *risers* rígidos e flexíveis é possível com o objetivo de reduzir os custos do projeto. Uma plataforma pode utilizar-se de sistema convencional de ancoragem e *riser* flexível na parte superior e tubos rígidos na parte inferior (TROINA, 2005).

## 2.6 Escoamento e Estocagem de Óleo

A vazão total do sistema, a distância entre a UEP e a costa e a presença de infraestrutura de oleodutos definem o projeto de transferência e estocagem de óleo.

Oleodutos e gasodutos são tubulações rígidas de maior diâmetro que interligam as plataformas a uma base terrestre, a um terminal ou a outras plataformas escoando a produção de óleo e gás. São boas alternativas de transporte de óleo, em geral, quando a distância da UEP até a costa não é muito grande ou se há outro oleoduto próximo que possa receber maior volume de fluido. O sistema de tubulações constitui-se de uma série de tubos conectados, através do qual o petróleo e o gás, após tratamento na plataforma, são enviados à costa impulsionados por bombas e compressores respectivamente. Se há infra-estrutura em campos próximos não é necessário o emprego de navios aliviadores devido à possibilidade de interligação a oleodutos existentes nas proximidades.

Navios tanques, chamados FSO (*floating storage and offloading*), são conectados a plataforma por linhas flexíveis ou rígidas. Nestas unidades o óleo não sofre tratamento e são alimentadas continuamente pela UEP por meio de bombeio e o óleo é exportado através de navios aliviadores. Geralmente são empregados quando não há infra-estrutura de oleodutos no campo em produção ou quando há grande distância entre a UEP e o litoral. Para altas vazões de óleo torna-se viável a construção de novos dutos para a exportação, porém grandes distâncias da costa podem inviabilizar a construção, favorecendo neste caso a utilização de um FSO (FRANCO, 2003). A figura 15 mostra um FSO.



Figura 15. FSO (ARATANHA, 2005).



### 3. Revisão bibliográfica

A produção de óleo em campos marítimos iniciou-se em LDA rasas, com poços de completção seca. A partir de uma plataforma fixa, utilizava-se a perfuração direcional para atingir vários objetivos em um reservatório. A conexão com a UEP é feita por tubos rígidos sem utilização de linhas de produção e *risers* em catenária. A árvore de natal de cada poço localiza-se na UEP. Desta forma, os poços são agrupados em torno da UEP e não há poços satélites. A figura 16 mostra um poço direcional do tipo ERW (*Extended Reach Well*) e poços horizontais conectados a uma UEP.

Com o avanço da engenharia submarina, foram desenvolvidos os tubos flexíveis aplicados a *risers* e linhas de produção, *manifolds* e árvores de natal molhadas, permitindo a utilização de poços satélites no desenvolvimento de um campo. Esta inovação permite a produção em águas profundas, mais opções de objetivos no reservatório a serem atingidos na análise para localização de poços e maior flexibilidade de projeto. Entretanto, a participação do sistema de coleta de produção nos custos de desenvolvimento aumentou significativamente.

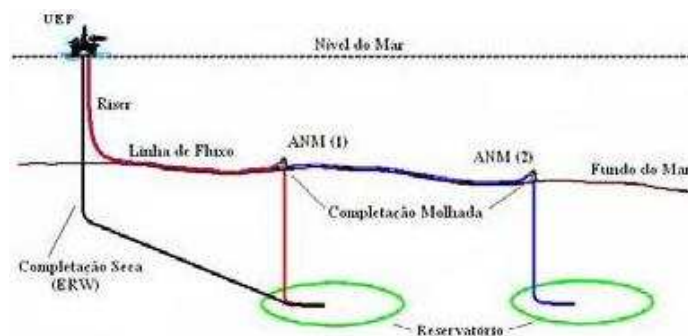


Figura 16. Completção seca e molhada (VILELLA, 2004).

A grande maioria dos artigos pesquisados relacionados à localização de plataformas descreve o campo em estudo com poços direcionais e agrupados, perfurados a partir de plataformas fixas. Esta plataforma, após a perfuração e completção de todos os poços alocados a ela, realizará o tratamento no óleo e gás exportados.

Atualmente no Brasil adotam-se no plano de desenvolvimento de um campo a perfuração e completção de poços a partir de sondas. Estas unidades de perfuração não

estão localizadas exatamente onde ficaria a UEP, elas localizam-se nas coordenadas da ANM, de onde iniciam a perfuração dos poços. As sondas não têm a função de UEP e mudam de locação após cada poço perfurado e completado. Ao fim de um determinado número de poços perfurados e completados, a UEP é deslocada para sua locação e interligada aos poços por meio de linhas flexíveis ou rígidas. Os poços interligados a esta UEP são denominados poços satélites.

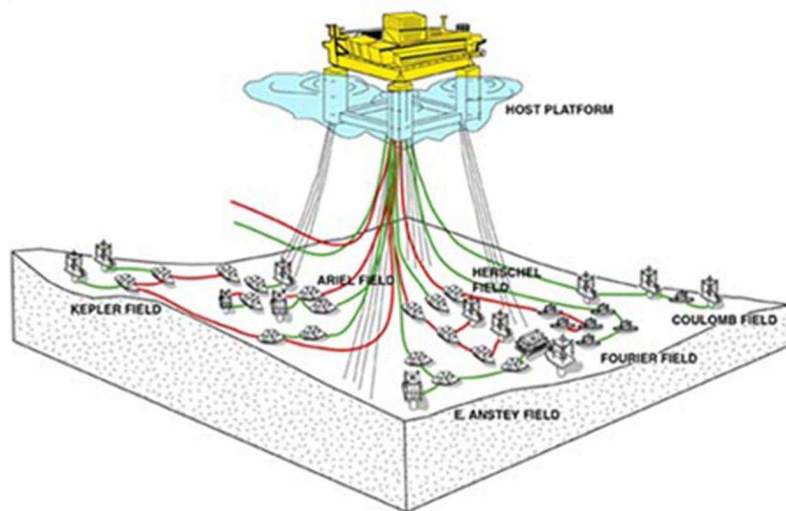


Figura 17. UEP com poços satélites (MOREIRA, 2005).

Na literatura há duas abordagens na otimização da localização de plataformas. A minimização dos custos de desenvolvimento do campo com base nos custos de perfuração direcional e a maximização do VPL com base nas previsões de curvas de produção.

A minimização do investimento total considera a existência de um ponto ótimo onde há o menor custo de perfuração direcional, menor número de plataformas necessárias e maior número de objetivos no reservatório atingidos por poços perfurados. Não leva em conta a influência dos comprimentos de tubulações na determinação das vazões de óleo dos poços, a influência das trocas de calor e características do óleo no escoamento e o comportamento do reservatório ao longo do tempo. Considera, em alguns modelos, o volume de reservas que pode ser produzido pelos poços.

O projeto de desenvolvimento de um campo visa à maximização do valor presente líquido (VPL) do projeto. A configuração da malha de linhas de coleta influencia

diretamente na recuperação definindo, dentre outros fatores, a pressão requerida para a produção de óleo em cada poço. Além do capital necessário ao investimento é preciso avaliar o impacto do projeto do sistema de coleta na recuperação de óleo. Por este ponto de vista, alguns autores como FRAIR e DEVINE (1975) utilizam como critério de avaliação da localização da plataforma não somente o custo total do investimento mas também o VPL, considerando as vazões esperadas de óleo para a configuração do sistema de coleta. A vazão de cada poço é determinada através de uma única curva de declínio de produção, comum a todos os poços. Esta curva é um dado de entrada do modelo, necessitando ser definida previamente. A maximização do VPL considera o investimento total no desenvolvimento do campo e a receita derivada da vazão de óleo de cada poço a cada período de tempo. Esta abordagem permite localizar a plataforma considerando a evolução das vazões de óleo dos poços ao longo do tempo.

Desta forma, a abordagem da maximização do VPL necessita das curvas de produção de cada poço. Estimar a produção futura em campos ainda não desenvolvidos envolve considerável incerteza. Ainda que seja realizado grande esforço para calcular o VPL mais próximo da realidade, as curvas de produção são muito sensíveis a alterações nas premissas adotadas na modelagem do reservatório bem como a mudanças na estratégia de exploração do campo que podem ocorrer ao longo do tempo. De outra maneira, segundo alguns autores, os investimentos têm maior grau de certeza na previsão dos custos de desenvolvimento de um campo. Assim a minimização de investimentos também pode trazer resultados consistentes na maximização da rentabilidade do projeto. Neste contexto, alguns autores preferem a abordagem da minimização de investimentos à maximização do VPL.

O primeiro trabalho significativo no problema de otimização da localização de plataformas foi publicado por DEVINE e LESSO (1972). As variáveis de decisão são a quantidade, a capacidade e localização das plataformas, a designação dos objetivos de perfuração às plataformas. A função objetivo é minimizar os custos de desenvolvimento. Foram consideradas plataformas fixas e poços direcionais partindo destas plataformas aos objetivos no reservatório cujas localizações estão em um espaço contínuo. No espaço contínuo as localizações das plataformas não estão restritas a um conjunto de possíveis locais. A rotina para a solução proposta é uma heurística e foi referida como algoritmo para alternativas de localização-alocação. Esta rotina é um processo iterativo consistindo nos

seguintes passos: (1) os objetivos no reservatório são designados a cada plataforma arbitrariamente; (2) a localização de cada plataforma é determinada de modo a reduzir os custos de perfuração direcional; (3) os objetivos são então realocados às plataformas para reduzir ainda mais os custos de perfuração; os passos (2) e (3) são repetidos até não haver alterações no custo total. Apesar do número ótimo de plataformas ser uma das variáveis de decisão o procedimento não determina a quantidade de plataformas a empregar. O algoritmo deve ser repetido para cada número de plataformas considerado no problema. Os autores sugerem variar o número de plataformas como análise de sensibilidade à solução de problemas. Adicionalmente, a solução ótima de um problema de alocação depende da eficiência do algoritmo proposto no teste de todas as possibilidades de localização das plataformas e de alocação dos objetivos às plataformas. A metodologia proposta baseia-se no problema de localização de p-medianas, a ser descrito neste estudo. Este problema é de complexidade NP-completo, segundo GAREY e JOHNSON (1979). É um problema de difícil trato computacional, atualmente solucionado por heurísticas mais modernas como o algoritmo genético.

FRAIR e DEVINE (1975) ampliaram o trabalho original de DEVINE e LESSO (1972) com a inclusão de programação (*scheduling*) da perfuração de poços, construção de plataformas e a vazão de produção de cada reservatório a cada período de tempo. Este problema foi representado como um modelo de programação mista-inteira não linear cujo objetivo foi maximizar o valor presente líquido. A solução proposta é baseada no algoritmo de DEVINE e LESSO (1972) para locação-alocação. A formulação do problema considerou curvas de declínio de produção dos reservatórios como parâmetros da otimização. Não são levadas em conta as influências dos comprimentos das tubulações dos poços na vazão total do sistema ao longo do tempo, somente o volume de reservas possível de ser drenado pelos poços em questão. O problema foi dividido em dois subproblemas independentes. Um deles é a localização das plataformas e a alocação dos objetivos de perfuração no reservatório às plataformas. O outro subproblema é a programação de perfuração dos poços. A solução para a localização da plataforma é a mesma descrita no trabalho de DEVINE e LESSO (1972). Nos dois subproblemas, as curvas de declínio dos reservatórios contemplados com perfuração de poços são utilizadas na determinação da vazão média de óleo em um período de tempo para o cálculo do valor presente líquido. Na

programação da perfuração dos poços, busca-se a maximização do VPL por meio da antecipação da produção através da priorização da perfuração dos poços de maior vazão de óleo inicial. Os autores sugerem variar o número de plataformas como análise de sensibilidade na solução de problemas.

DOGRU (1982) utilizou a mesma metodologia de DEVINE e LESSO (1972) para a minimização do custo de desenvolvimento. Incluiu em seu trabalho a representação do campo de petróleo por uma rede de pontos e um procedimento para o particionamento desta rede. Para uma dada localização da plataforma, definiu uma área onde é possível perfurar poços direcionais respeitando os limites tecnológicos. Os pontos da rede representam as localizações dos objetivos no reservatório e as localizações das plataformas. O valor associado a cada ligação entre os pontos que representam os objetivos de perfuração a plataforma é a distância horizontal entre eles, definindo o custo de perfuração a ser minimizado. DOGRU (1982) enfatizou que a solução ótima depende do número de posições testadas para posicionar as plataformas. Para problemas pequenos, é possível encontrar uma solução testando-se todas as possibilidades mas, para problemas mais complexos, o tempo computacional torna-se proibitivo para procedimentos de busca exaustiva, tratando-se de um problema NP-completo como o de DEVINE e LESSO (1972).

MATHUR *et al.* (1982) utilizaram correlações de fluxo multifásico para a determinação da localização da unidade de processamento em um campo de terra. A partir das características operacionais da unidade, a uma vazão definida, o comprimento máximo possível de tubulações a partir de cada poço é definido. Este máximo comprimento é determinado pela diferença entre a pressão na cabeça dos poços e a pressão de chegada na unidade de processamento. A diferença de pressão define a distância máxima através do cálculo da queda de pressão a partir do poço pelas correlações de fluxo multifásico. É feito um *grid* com as localizações dos poços e as possíveis localizações da unidade. O algoritmo parte de uma localização e calcula as distâncias máximas possíveis a todos as demais localizações, para todos os poços, definindo assim as possíveis localizações da unidade. O projetista, então, define o melhor local para a instalação da unidade. Entretanto, esta abordagem não considera a alteração da vazão dos poços ao longo do tempo.

GRIMMETT e STARTZMAN (1987) propuseram um modelo que avalia locais previamente definidos para a possível perfuração de poços e outros locais viáveis a

instalação de uma plataforma. A avaliação individual de cada configuração possível entre todos os possíveis locais para serem fixadas plataformas e alocar poços a estas determinando o custo mínimo tem tempo computacional proibitivo. Para obter a solução ótima com o mínimo tempo computacional os autores empregam a programação linear inteira 0/1 resolvida pelo procedimento *branch and bound*. Simultaneamente selecionam o tipo, tamanho, quantidade, localização das plataformas e a alocação dos objetivos de perfuração a estas plataformas. A função objetivo é minimizar os investimentos e as restrições são de capacidade e tecnológicas, tal como o raio de afastamento máximo entre a plataforma e o objetivo a ser alcançado no reservatório. É realizado um pré-processamento para a eliminação das configurações não viáveis com o objetivo de reduzir o tempo computacional.

WATSON *et al.* (1989) desenvolveram um modelo para localização de plataformas onde a otimização não é resultado de um sistema de equações lineares. A melhor solução depende da habilidade do projetista em analisar e interpretar os dados compilados pelo modelo proposto. O programa elaborado divide a área da superfície do mar em um *grid* onde cada vértice é uma possível localização da plataforma. Os objetivos no reservatório a serem alcançados por poços direcionais também estão definidos no *grid*. Para cada possível posição da plataforma são avaliados quais poços podem ser perfurados respeitando as restrições tecnológicas. Então é elaborada uma compilação de dados como por exemplo o custo total de perfuração, custo da plataforma, volume das reservas de óleo e gás relativas aos poços, dos riscos associados a estas reservas e do valor presente líquido das receitas. A análise é atemporal e considera no valor presente líquido as reservas de óleo que podem ser produzidas com os poços possíveis de serem perfurados em cada localização da plataforma. O projetista, com estes dados disponíveis, define a localização da plataforma.

HANSEN *et al.* (1992) propõem a solução do problema de localização de plataformas com localização de facilidades multicapacitadas, com o objetivo de minimizar os custos de investimento. São considerados no modelo poços direcionais perfurados a partir de plataformas fixas multicapacitadas, com capacidades pré-definidas, espaço contínuo na localização da plataforma e custos de perfuração. Trata-se de um problema NP-completo, onde os autores o solucionam por um algoritmo de programação inteira-mista e utilizando a heurística busca tabu. A solução exata utilizou em seu algoritmo restrições

redundantes que conduziram a um tempo computacional menor que o esperado tratando-se de problemas de porte pequeno e médio. Para os problemas maiores, a busca tabu foi empregada e resultou em resultados melhores e em tempo computacional bastante reduzido em comparação a técnica anterior.

ROSING (1994) propôs maximizar a recuperação de óleo por meio de dentre outras medidas, otimizar a localização de plataformas e a alocação dos poços às plataformas. Os investimentos, em vez de serem minimizados na função objetivo, são restrições do problema. O ponto chave de sua solução foi segmentar o campo em hexágonos onde os centros representam um potencial objetivo para a perfuração de um poço. O número e a capacidade das plataformas foram fixados como dado de entrada.

CORTES (1998) desenvolveu um modelo multiobjetivo solucionado por um algoritmo interativo que determina um conjunto de soluções eficientes para serem avaliadas pelo decisor. Pondera que na localização de plataformas de produção, vários objetivos estão envolvidos e em muitos casos podem até mesmo serem conflitantes. A abordagem multiobjetivo e interativa leva em consideração as preferências do decisor expressadas por pesos para cada um dos objetivos. O modelo aborda três objetivos, minimizar os custos de investimento com a instalação e construção poços e plataformas bem como o custo de conexão de poços a estas plataformas, maximizar a produção de petróleo em uma dada região e minimizar os riscos ambientais. A minimização de custos é similar a abordagem adotada em problemas de localização. A maximização de produção de óleo assume como dado de entrada disponível a estimativa para a produção de óleo associada a cada possível posição dos poços. A minimização dos danos ambientais considera como definidas e disponíveis os dados estatísticos sobre danos ocasionados pelo funcionamento de uma plataforma em função de sua capacidade e de sua localização, abertura de poços em função de sua localização, vazamentos em tubulações em função da posição de poços e plataforma que realiza a conexão.

NADALETTI (2004) propôs a resolução do problema de localização de plataformas através da interação entre projetista e sistema computacional em virtude da grande complexidade dos problemas de natureza combinatorial, onde nem sempre uma solução puramente algorítmica consegue gerar boas soluções em todos os casos. O autor sustenta que a adoção de uma maior interação entre os sistemas computacionais de auxílio à

resolução de problemas e o usuário pode levar a um resultado final mais eficaz do que o obtido por quaisquer das entidades, programa ou usuário, de forma isolada. A função objetivo é minimizar os custos de investimento. Foram considerados no modelo obstáculos submarinos e capacidade das plataformas. O modelo proposto tem como parte da solução o traçado das linhas utilizadas no cálculo da minimização do custo de investimento. A metodologia considera que a localização das cabeças dos poços é um dado de entrada e permite inclusão de *manifolds*, equipamentos que serão definidos neste trabalho que guardam similaridade a subestações de coleta de produção. Para a otimização do layout submarino o autor utilizou algoritmos disponíveis na literatura de Pesquisa Operacional classificando-os segundo as etapas da implementação da metodologia proposta: algoritmos de agrupamento de poços, de associação de grupos de poços a plataformas, de posicionamento de plataformas, de inclusão de *manifolds* e de ligação de dutos entre poços, *manifolds* e plataformas.



## 4. Contexto Teórico

### 4.1 Produção de petróleo

O petróleo tem sua origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos de rochas. A interação desses componentes sob condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à sua formação. Para haver acumulação de petróleo é necessário que ocorra a migração desse material a outras rochas após o processo de geração na rocha geradora. Os fluidos devem ter os caminhos interrompidos pela existência de algum tipo de armadilha geológica, as trapas ou rocha selante, o que permite o seu aprisionamento nas rochas chamadas de reservatório. Sem esse mecanismo geológico, o petróleo continuaria migrando em busca de zonas de menor pressão até se perder na superfície através de exsudações, oxidação ou degradação bacteriana.

Para uma rocha se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios interconectados em seu volume. Define-se porosidade os espaços vazios e permeabilidade a interconexão entre estes espaços. Desta forma, as rochas que podem constituir um reservatório são geralmente os arenitos e calcarenitos, também sendo possível todas as demais rochas sedimentares que apresentem espaços vazios interconectados (THOMAS, 2001). Os parágrafos seguintes estão referenciados em ROSA *et al.* (2004).

Os fluidos contidos em uma rocha reservatório devem dispor de certa quantidade de energia para que possam ser produzidos, ou seja, vencer toda a perda de carga oferecida pelos canais porosos na rocha reservatório, com suas tortuosidades e estrangulamentos, e se deslocar para os poços de produção. Essa energia é referida como energia natural ou primária, sendo manifestada por certa quantidade de pressão, como resultado de todos os fenômenos geológicos pelo qual a jazida passou até se formar completamente.

De um modo geral, a produção de fluidos é devida a dois efeitos principais. O primeiro é a descompressão, que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso. O segundo é o deslocamento de um fluido por outro fluido que como exemplo ocorre na injeção de água na zona de óleo do reservatório para aumentar a recuperação. A razão entre o máximo volume de produção possível e o volume total presente de óleo no reservatório é chamada fator de recuperação.

Ao conjunto de fatores que fazem desencadear esses efeitos que resultam em produção de fluidos dá-se o nome de mecanismos de produção de reservatórios. Neste trabalho será utilizado o mecanismo de gás em solução para descrever o comportamento do reservatório utilizado no modelo de otimização de localização de plataformas. Neste mecanismo o óleo é produzido inicialmente por descompressão e posteriormente a produção também ocorre por deslocamento de fluidos. À medida que o óleo é produzido a pressão interna do reservatório é reduzida. Como consequência da redução de pressão, os fluidos contidos no reservatório se expandem. Ainda devido a redução de pressão, o volume dos poros da rocha reservatório diminui. Ocorre então a produção de fluidos, pois devido a descompressão, os fluidos aumentam seu volume e os poros tem a capacidade de armazenamento reduzida.

Deste modo, ao longo da produção de fluidos a pressão no reservatório cai até atingir a pressão de gaseificação dos componentes mais leves, a chamada pressão de saturação. Como o gás é mais expansível que o líquido, sua expansão é a causa principal do deslocamento do líquido para os poços. Quanto maior a queda de pressão devida à produção de fluidos pelo reservatório, maior é a gaseificação das partes leves do óleo e expansão do gás. Assim, um maior volume de líquido é deslocado para os poços e haverá maior volume de gás no reservatório. Como a produção é consequência da expansão do gás, quando parte de seu volume for produzido juntamente ao óleo, a energia do reservatório entrará em esgotamento. A pressão declina rápida e continuamente, reduzindo drasticamente a vazão de óleo produzida a valores anti-econômicos. Por este motivo, este mecanismo de produção apresenta tipicamente recuperação inferior a 20% do volume original de óleo no reservatório.

A injeção de água em reservatórios com este mecanismo traz ótimos resultados ao aumento da recuperação e neste trabalho a injeção de água é utilizada no modelo proposto a localização de plataformas. O objetivo da injeção de água é aumentar a recuperação por meio do deslocamento de óleo aos poços produtores e, como consequência, manter a pressão original do reservatório evitando a depleção prematura. Através de um balanço de massas, determina-se o volume retirado do reservatório que deve ser o mesmo volume de água a ser injetado de modo a manter sua pressão próxima a original ao longo do tempo. A fração de gás produzida é relativamente constante devido a pressão no reservatório

permanecer estável. Após um dado volume de produção de óleo, a água injetada chega aos poços produtores sendo produzida em conjunto com o óleo, aumentando consideravelmente a fração de água dos poços. Poços injetores são posicionados no reservatório de modo a maximizar o efeito da injeção de água na otimização da produção. Este artifício aumenta a recuperação a cerca de 30% a 40% do volume original de óleo.

Em muitos casos, o aumento da fração de água derivada de injeção pode dificultar a produção de fluido. O incremento do volume de água no líquido produzido pelo reservatório tem como consequência maior valor de pressão hidrostática sobre o fundo do poço. Tal fato é devido a maior densidade da água comparando-se com a do óleo típico da Bacia de Campos. Para haver fluxo, a pressão do reservatório deve ser suficientemente alta para vencer a coluna hidrostática e as perdas de carga desde o meio poroso até a plataforma, envolvendo toda a tubulação. Então, o fluxo de fluido será dificultado pelo aumento da pressão hidrostática se a pressão do reservatório não tiver incremento correspondente. A vazão de líquido dos poços tende a gradual redução, com queda tão acentuada quanto maior for a fração de água.

Para evitar a queda de vazão de óleo e mantê-la a níveis econômicos, torna-se necessária a suplementação da energia do reservatório ou a redução de perdas de pressão no escoamento. Métodos de elevação artificial atuam neste sentido, por suplementação de energia através de bombeio ou reduzindo as perdas de pressão no escoamento por meio da redução da coluna hidrostática de fluido. Os métodos mais comuns de elevação artificial na indústria do petróleo são o *Gas Lift* Contínuo e o Intermitente, o Bombeio Centrífugo Submerso, o Bombeio Mecânico com Haste e o Bombeio por Cavidade Progressiva. Na Bacia de Campos o método de elevação artificial mais utilizado é o *Gas Lift* Contínuo, que tem o objetivo de reduzir a pressão de fluxo no fundo do poço por meio da redução da pressão de coluna hidrostática com consequente aumento de vazão do poço. Uma certa vazão de gás é injetada nos poços, na coluna de produção, gaseificando o volume de líquido acima do ponto de injeção de forma reduzir sua densidade, resultando em queda de pressão de coluna hidrostática.

## 4.2 Fluxo no meio poroso

Este parágrafo e os seguintes têm a referencia em ROSA *et al.* (2004). Darcy, em 1856, estudando a vazão de água em filtros de areia modelou o fenômeno de fluxo em meios porosos e descreveu-o em uma equação. Aplicada a engenharia de petróleo, a Lei de Darcy pode ser utilizada considerando fluxo radial em meio poroso ao levar-se em conta que o fluido chega ao poço atravessando da rocha reservatório radialmente, ilustrado pela figura 18. A Lei de Darcy para fluxo radial é dada pela equação:

$$q = \frac{KA}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (1)$$

Onde:

$q$  = vazão de líquido;

$K$  = permeabilidade do meio poroso relativa ao líquido;

$\mu$  = viscosidade do líquido;

$dp/dr$  = taxa de queda de pressão ao longo do raio, com origem no eixo central do poço.

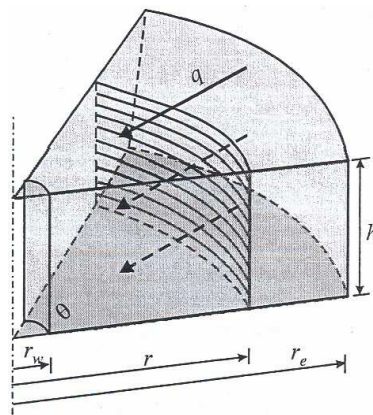


Figura 18. Representação do fluxo radial (ROSA et al., 2004).

Ao longo do tempo de produção o comportamento das pressões no reservatório pode ser transiente, pseudopermanente e permanente. Este comportamento está associado aos modelos de mecanismos de produção. Para o mecanismo gás em solução, o comportamento da pressão após certo tempo de produção pode ser descrito pelo regime de

fluxo pseudopermanente ou permanente. Este é possível se houver injeção de água ou um aquífero atuante no reservatório.

As equações do regime pseudopermanente, também chamado de depletivo ou estado de depleção, descrevem o comportamento de fluxo em um meio poroso com volume limitado e sem alimentação externa de massa. O termo depleção deve-se a queda contínua da pressão em todos os pontos do reservatório causado pela retirada sem reposição de massa em um meio finito. Neste sistema, como já descrito, a produção é resultado da expansão do fluido e da redução do volume poroso da rocha, decorrentes da redução de pressão.

O regime permanente descreve o comportamento de fluxo em um meio poroso com volume limitado, a uma mesma vazão de produção e alimentação externa, constantes ao longo do tempo. A alimentação externa contínua e constante repõe simultaneamente o volume de fluido produzido através dos poços. Devido a reposição de massa, a vazão permanece constante no espaço e no tempo e, assim como a vazão, a pressão também não varia no tempo. A pressão varia no espaço, ou seja, a cada ponto no reservatório há um diferente valor de pressão invariável no tempo. Pode-se considerar o regime de fluxo como permanente se há em um reservatório com mecanismo de gás em solução a injeção de água ou a presença de um grande aquífero.

No modelo de localização de plataformas proposto neste trabalho e utilizado um reservatório com mecanismo de produção gás de solução com injeção de água, onde o regime de fluxo é caracterizado como radial permanente. Neste regime, onde a pressão nos limites do reservatório é constante e não existe variação de pressão com o tempo em qualquer ponto do reservatório, a lei de Darcy pode ser escrita como:

$$q = \frac{52,54 K h (\bar{P}_e - P_{wf})}{\mu \beta [\ln (re / rw)]} \quad (2)$$

Onde:

$q$  = vazão de líquido em condições de superfície (m<sup>3</sup>/d);

$K$  = permeabilidade relativa ao líquido, D;

$h$  = espessura da formação produtora, m;

$\bar{P}_e$  = pressão média do reservatório, kgf/cm<sup>2</sup>;

$P_{wf}$  = pressão de fluxo no fundo do poço, kgf/cm<sup>2</sup>;

$\mu$  = viscosidade do líquido, cp;

$\beta$  = fator volume formação do líquido;

$r_e$  = raio de drenagem do poço, m;

$r_w$  = raio do poço, m.

Este e os seguintes parágrafos são baseados no conteúdo de ROSSI (2004). Para pressões acima da pressão de saturação não há gaseificação dos componentes mais leves do óleo, o fluido está totalmente na fase líquida sem presença de fase gás. Desta forma, em reservatórios onde há pressões acima da pressão de saturação, o fluido no meio poroso é líquido e devido a pouca compressibilidade dos líquidos, este fluido pode ser considerado incompressível. Neste caso, alguns parâmetros da equação de Darcy (equação 1) permanecem constantes e independentes da pressão durante algum tempo de produção. Estes parâmetros estão relacionados às características dos fluidos produzidos, as dimensões de cada poço e ao volume do reservatório drenado. Agrupando os parâmetros que permanecem constantes, pode-se definir Índice de Produtividade (IP) de um poço produtor por:

$$IP = \frac{52,54 K h}{\mu \beta \ln (r_e / r_w)} \quad (3)$$

Substituindo na equação de Darcy para fluxo radial, resulta:

$$q = IP (P_e - P_{wf}) \quad (4)$$

ou

$$IP = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} \quad (5)$$

Assim, índice de produtividade é a relação entre a vazão de líquido medida em condições de superfície (pressão de 1 atm e temperatura de 60° F) e o diferencial de pressão entre a pressão de fluxo no fundo do poço e o reservatório. É baseado na vazão total de líquido, ou seja, óleo e água produzida. Quanto maior o diferencial de pressão de fluxo entre o fundo do poço e o reservatório maior será a vazão de líquido produzida. A máxima vazão poderia ser obtida quando a pressão do fundo do poço em fluxo fosse nula. Entretanto, esta afirmação não é realista pois é necessária uma pressão mínima para que o fluido no fundo do poço atinja a superfície.

A relação entre a pressão de fluxo no fundo do poço e a vazão de líquido, como é possível observar na equação (5), é expressa por uma linha reta, denominada de Curva de Pressão Disponível ou *Inflow Performance Relationship* (IPR), descrita na figura 19. A pressão de fluxo no fundo do poço é a disponível para vencer todas as perdas de carga e a coluna hidrostática até a plataforma.

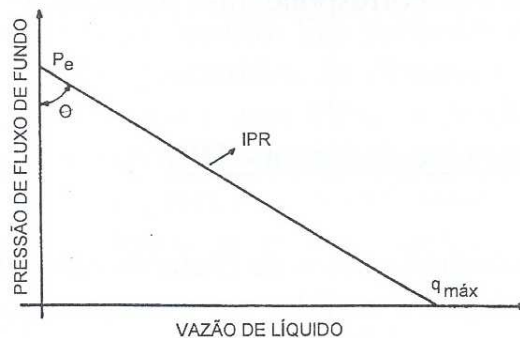


Figura 19. Gráfico de IPR linear (ROSSI, 2004).

Como já descrito, ao alterarem-se as pressões no reservatório e no fundo do poço em fluxo para valores inferiores a pressão de saturação ocorre a gaseificação dos componentes mais leves do óleo, gerando gás livre. Então, o gás no reservatório inicia a ocupação de volumes porosos deslocando o líquido para o poço. O aumento da saturação do gás no reservatório provoca um aumento em sua permeabilidade relativa, diminuindo em consequência a permeabilidade relativa ao óleo. A permeabilidade relativa é a proporção do volume poroso ocupado por um fluido, seja óleo, gás ou água. O modelo linear para IPR considera constante a permeabilidade relativa ao líquido, não sendo

aplicável às condições onde as pressões no meio poroso estão abaixo da pressão de saturação do óleo. Esta variação de permeabilidade relativa ao óleo em função da pressão determina que o índice de produtividade do poço também varie em função da pressão.

Vogel, em 1968, desenvolveu um modelo não linear para reservatórios de gás em solução com pressões inferiores ou iguais a pressão de saturação. A utilização para fluxo multifásico de óleo, água e gás no reservatório pode ser considerada satisfatória desde que a fração de água não seja muito alta. A presença de água tende a tornar a curva da IPR linear devido a maior permeabilidade relativa à água comparando-se ao óleo. Desta forma, a permeabilidade relativa ao líquido tende a variar pouco quando se substitui óleo por água no reservatório, mantendo os parâmetros que definem o valor do IP (equação 4) quase constantes ao longo do tempo de produção. A figura 20 mostra na linha cheia a curva de IPR de Vogel e, como comparação, a IPR linear na linha tracejada. A equação que descreve o modelo de Vogel é:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0,1 \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad (6)$$

Onde:

$q$  = vazão de líquido em condições de superfície (m<sup>3</sup>/d);

$q_{\max}$  = vazão quando a pressão de fluxo no fundo do poço é nula (m<sup>3</sup>/d);

$P_e$  = pressão do reservatório, kgf/cm<sup>2</sup>;

$P_{wf}$  = pressão de fluxo no fundo do poço, kgf/cm<sup>2</sup>.



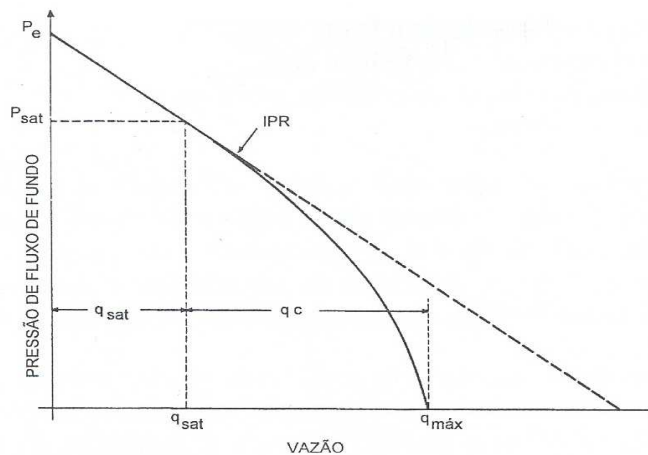


Figura 20. Gráfico de IPR de Vogel (ROSSI, 2004).

#### 4.3 Fluxo na coluna, linha de produção e riser

Corresponde ao deslocamento dos fluidos desde o fundo do poço até a plataforma de produção. Mas especificamente, para que os fluidos escoem é necessário que a pressão disponível no fundo do poço, seja suficiente para vencer as seguintes perdas de pressão:

- coluna hidrostática de fluido;
- perdas por fricção no interior da coluna de produção;
- perdas na linha de produção;
- perdas nas restrições de superfície e nas tubulações no fundo do mar;
- pressão necessária na chegada a plataforma de produção.

Combinando-se os fluxos no meio poroso, no poço e na linha de produção verificam-se solicitações opostas de pressão no fundo do poço. Para o fluxo no reservatório, quanto maior a vazão menor deve ser a pressão no fundo do poço. Entretanto, para o fluxo na coluna e linha de produção, quanto maior a pressão no fundo do poço maior é a vazão. Um único ponto satisfaz a curva do fluxo no reservatório e na coluna de produção. É o ponto onde a pressão disponível fornecida pelo reservatório é igual a pressão necessária para vencer as perdas de pressão até a superfície. Este ponto, ilustrado na figura 21, é obtido a partir da intercessão entre estas curvas determinando um valor de vazão, a chamada de vazão de equilíbrio.

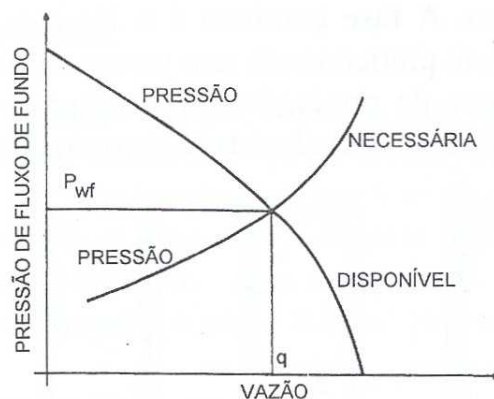


Figura 21. Gráfico para determinação do ponto de equilíbrio (ROSSI, 2004).

TORRICO (1995) descreve que as curvas de IPR são na verdade uma simplificação do modelo de fluxo do reservatório. Muitas vezes, a utilização de simuladores numéricos de reservatórios pode resultar num tempo de computação muito elevado e demandam muitos dados de entrada, por estes motivos, pode-se utilizar curvas de IPR para representar o comportamento de reservatórios. A estimativa do comportamento individual da produção dos poços de petróleo permite determinar um método ótimo de produção, efetuar um projeto adequado de elevação artificial, projetar tratamentos eficazes de aumento de vazão e prever o comportamento da produção para propósitos de planejamento. Cada uma destas atividades é muito importante para uma operação eficiente na exploração dos poços e de acompanhamento de reservatórios.

Neste trabalho, para o cálculo da vazão de fluidos dos poços foi utilizado um software simulador de fluxos multifásicos, o Marlim (*Multiphase Flow and Artificial Lift Modelling*). O software Marlim é um simulador de escoamento multifásico permanente não comercial, desenvolvido pela Petrobras, sendo utilizado internamente por seus engenheiros. Sua aplicação está focada em controle dos parâmetros operacionais dos poços produtores e projetos de dimensionamento sistemas de produção. Os itens subseqüentes descrevem os conceitos utilizados pelo Marlim no cálculo de vazão de fluidos de um poço produtor.

#### 4.3.1. Fluxo multifásico

O fluxo multifásico compreende o escoamento simultâneo de óleo, gás e água. A origem do gás no fluxo dos poços a plataforma deve-se a queda de pressão ao longo do

escoamento, chegando a valores inferiores a pressão de saturação com conseqüente liberação de gás livre. A liberação de gás pode iniciar no reservatório ou em qualquer outro ponto nas tubulações. A medida que a pressão torna-se cada vez menor que a pressão de saturação, maiores volumes de gás são liberados pelo óleo. Outra fonte de gás no escoamento é devida a métodos de elevação artificial. Como descrito anteriormente, no método de elevação artificial *Gas Lift*, gás pode ser injetado na coluna de produção para auxiliar a elevação reduzindo a coluna hidrostática de fluido. É importante lembrar, como menciona OLIVEIRA (2003), que o gás derivado da injeção e da liberação pelo óleo geralmente flui com velocidades superiores a do líquido causando o que se chama de escorregamento entre as fases.

Além do gás associado, em muitos poços o óleo é produzido juntamente com água. A injeção de água ou a presença de um grande volume de água no reservatório, os chamados aquíferos, determinam a presença de água no fluido produzido. Ao longo do tempo de produção de um campo, a injeção contínua de água satura o reservatório de modo a atingir os poços e ser produzida com o óleo. Da mesma forma, a água de um aquífero suficientemente grande pode atingir os poços produtores ao longo do tempo de produção. A água e o óleo produzidos podem estar separados em duas fases por diferença de densidades, chamada de água livre, ou na emulsionados em uma única fase líquida.

Desta forma, os fluidos produzidos pelo reservatório incluem óleo, gás e em muitos casos, água livre ou emulsionada ao óleo. Neste trabalho, no software Marlim considera-se que toda a água produzida forma com o óleo uma emulsão, não existindo água livre no escoamento dos fluidos produzidos. Quando nos referimos ao escoamento de óleo, água e gás, o chamamos de fluxo multifásico, porém se não houver água livre trata-se de um escoamento bifásico, onde uma das fases é gasosa e a outra líquida. Na produção de óleo, o escoamento bifásico é freqüentemente encontrado na coluna de produção dos poços e nas linhas de produção podendo ocorrer em trechos verticais, inclinados ou horizontais.

#### **4.3.2 Correlações para cálculo da perda de pressão em fluxo bifásico.**

A modelagem do comportamento do escoamento de fluidos em tubulações tem base nas Leis de Conservação de Massa, Momento e Energia. A aplicação dessas leis permite determinar, dentre outros, o campo de velocidades e a variação da pressão e temperatura ao

longo do escoamento. A equação resultante da combinação da aplicação desses princípios, assumindo regime permanente no escoamento, é denominada de Equação do Gradiente de Pressão (OLIVEIRA, 2003).

É fundamental na produção de petróleo o cálculo do gradiente de pressão entre o fundo do poço e a plataforma. Através do gradiente de pressão determina-se a curva de pressão requerida pelo sistema de escoamento, para a determinação da máxima vazão de produção dos poços. A equação geral do gradiente de pressão em um tubo operando em condições permanentes com os respectivos termos gravitacional, friccional e aceleracional é dada por (MINAMI, 2004):

$$-\frac{dp}{dL} = \rho \frac{g}{g_c} \text{sen} \theta + 1/2 f_a \frac{\rho u^2}{g_c D} + 1/2 \frac{d(\rho u^2)}{g_c dL} \quad (7)$$

Onde:

$dp/dL$  = gradiente de pressão;

$\rho$  = massa específica do fluido;

$g$  = aceleração da gravidade;

$\theta$  = ângulo de inclinação com a horizontal;

$f_a$  = fator de atrito;

$u$  = velocidade do fluido;

$D$  = diâmetro da tubulação.

A equação geral do gradiente de pressão é aplicável a qualquer fluido escoando em um tubo inclinado em um ângulo  $\theta$  com a horizontal. Em função das informações disponíveis do escoamento, é possível calcular o gradiente de pressão por diferentes maneiras. Geralmente as variáveis que se deseja obter são a vazão do poço, a pressão na superfície e a pressão de fluxo no fundo do poço. Há grande dificuldade na aplicação desta equação devido ao cálculo cada um de seus termos, principalmente as variáveis  $\rho$ ,  $u$  e  $f_a$  para uma mistura bifásica gás-líquido (MINAMI, 2004).

O primeiro termo da perda de pressão da equação, o gravitacional, é causado pela mudança de elevação vertical e depende do peso específico médio da mistura gás-líquido.

Corresponde a diferença de pressão devido a coluna hidrostática de fluido entre o fundo do poço e a plataforma. O termo gravitacional é calculado com base na fração volumétrica de líquido ou *liquid holdup* e nas massas específicas do líquido e do gás,  $\rho_L$  e  $\rho_g$ . Segundo OLIVEIRA (2003), grande parte da perda de carga total em escoamento vertical, cerca de 80% a 95%, é devido ao componente gravitacional, exceto em condições de altas velocidades.

O segundo termo da equação é a perda de pressão por fricção e requer a determinação prévia do fator de fricção bifásico. Este fator tem maior complexidade em sua determinação que o fator de fricção para fluxo monofásico. Cerca de 5% a 20% da perda de carga total é devida ao componente friccional (OLIVEIRA, 2003).

O último termo, que corresponde a perda de pressão por aceleração, é geralmente desprezível. Deve ser calculado em escoamentos onde as velocidades são extremamente altas ou quando há gradientes de pressão com valores muito elevados (MINAMI, 2004).

Nota-se então que o fluxo vertical bifásico é geralmente o maior responsável pela queda de pressão ao longo do escoamento pois a contribuição da perda devido ao componente gravitacional é de longe superior as demais componentes.

Devido a dificuldade de determinação analítica dos parâmetros da equação de perda de pressão no fluxo bifásico, métodos empíricos foram desenvolvidos a fim de permitir a determinação da queda de pressão ao longo da tubulação a qualquer ângulo de inclinação. As correlações de escoamento multifásico originaram-se da inabilidade em se desenvolver um modelo teórico completo do fenômeno sendo utilizadas pelo software Marlim. Muitos pesquisadores realizaram experimentos na tentativa de modelar a queda de pressão no escoamento através de correlações utilizando observação, experimentação laboratorial e dados de campo. Foram analisadas diversas condições de fluxo utilizando água e ar ou óleo e gás. Estas condições compreendem geometria e características da tubulação, as vazões empregadas, a fração de gás no escoamento, característica dos fluidos utilizados e pressões envolvidas no sistema.

Assim, ao longo das décadas de 50 a 80, centenas de correlações empíricas tornaram-se disponíveis, transformando em uma tarefa difícil a seleção das melhores entre as existentes. As correlações diferem-se na maneira em que estes três componentes do gradiente de pressão são calculados. Alguns pesquisadores, para determinar o peso

específico da mistura e avaliar o fator de fricção empiricamente, escolhem assumir que as fases gasosa e líquida viajam na mesma velocidade, ou seja, sem escorregamento entre as fases. Outros admitem diferentes velocidades para líquido e gás e desenvolveram métodos para calcular a fração de líquido com escorregamento entre as fases, ou *liquid holdup* e, com este, o fator de fricção.

No escoamento simultâneo de gás e líquido em uma tubulação o fluxo de gás tem quase sempre velocidade superior àquela da fase líquida. A maior mobilidade do gás devido a menor densidade e viscosidade permite que ocorra a diferença de velocidades, chamada de escorregamento entre as fases ou *slip velocity*. As fases da mistura podem estar mais ou menos separadas em função das velocidades do gás e do líquido e da relação entre seus volumes. Quanto maior a diferença entre velocidades e volumes, maior a segregação entre as fases gás e líquido. Estas diferentes velocidades e volumes definem os padrões de fluxo, que descrevem como as fases da mistura se distribuem em um trecho da tubulação. Alguns pesquisadores dividem as condições de escoamento em padrões de fluxo para então desenvolver correlações separadas para cada um. Na figura 22 são apresentados os padrões de fluxo freqüentemente encontrados em escoamento horizontal bifásico. A maioria dos pesquisadores, que consideram padrões de fluxo em sua metodologia, divide em oito grupos os possíveis padrões no escoamento horizontal (MINAMI, 2004).

Como descrito em VILELLA (2004), para velocidades muito altas do líquido e baixas relações entre o volume de gás e o de líquido, pode ser observado o fluxo de bolhas dispersas (regime 1). Para baixas velocidades de líquido e gás, um fluxo estratificado liso ou estratificado ondulado (regimes 2 e 3) é esperado. Para velocidades intermediárias do líquido, são formadas ondas rolantes de líquidos (regime 4). Com o aumento da velocidade, as ondas rolantes crescem até o ponto de formarem um fluxo com tampões (regime 5) ou um fluxo de golfadas (regimes 6 e 7). Para velocidades de gás muito altas, o fluxo anular (regime 8) é observado.

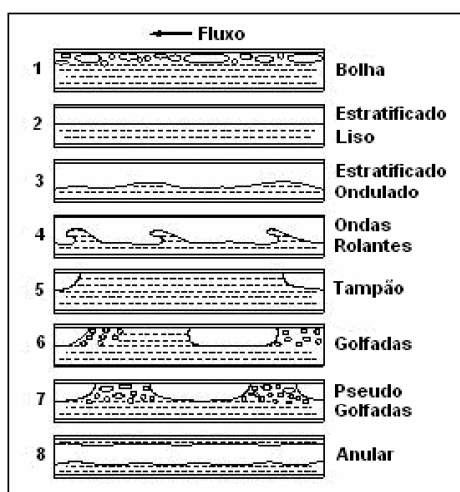


Figura 22. Padrões de fluxo no escoamento horizontal (VILELLA, 2004).

Na figura 23 são apresentados os padrões de fluxo frequentemente encontrados em escoamento vertical bifásico. A maioria dos pesquisadores, que consideram regimes de fluxo em sua metodologia, divide em quatro grupos possíveis padrões no escoamento vertical. No padrão de bolha, o tubo é preenchido quase completamente de líquido e a fase de gás livre está presente na forma de pequenas bolhas. As bolhas movem-se com velocidades diferentes. Exceto pela densidade, é pouca a influência do gás gradiente de pressão. A parede do tubo esta sempre em contato com a fase líquida.

No padrão de golfadas a fase gasosa é mais pronunciada. Embora a fase líquida ainda seja contínua, as bolhas de gás fundem-se e formam bolhas com formato de projéteis ou golfadas, que quase preenchem a seção transversal do tubo. A velocidade das bolhas de gás é maior que a do líquido. O líquido no filme ao redor da bolha pode mover-se para baixo a baixas velocidades. Tanto o gás quanto o líquido têm influência significativa no gradiente de pressão.

No padrão de transição ou caótico ambas as fases são descontínuas, não existindo formas características. Ambas as fases têm influência no gradiente de pressão.

No padrão anular o gás passa a ser a fase contínua e o líquido flui na forma de gotas dispersas no núcleo central gás. A parede do tubo é coberta com um filme líquido, mas a fase de gás tem influência predominante no gradiente de pressão.

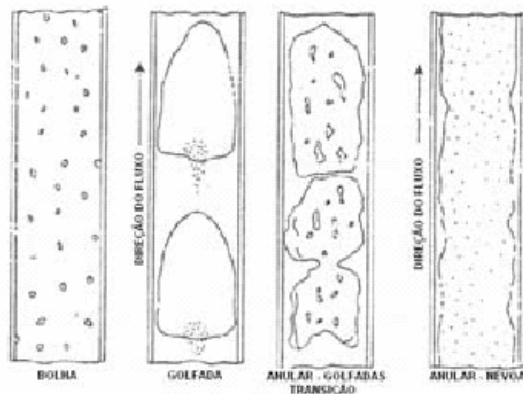


Figura 23. Padrões de fluxo no escoamento vertical (MINAMI, 2004).

Conforme exposto por MINAMI (2004), na indústria do petróleo é possível classificar as correlações em três grupos ou tipos segundo a utilização de padrões de escoamento e escorregamento entre as fases. Correlações dos três grupos estão disponíveis no Marlim para selecionar as que mais se aproximam das condições de campo. As correlações do tipo 1 não utilizam padrão de escoamento nem consideram o escorregamento entre as fases, assumindo que o líquido e o gás escoem com a mesma velocidade. A única correlação requerida é para um fator de fricção único para as duas fases. VILLELA (2004) menciona que o fator de fricção  $f$  é determinado por uma correlação com a massa específica da mistura, sem utilizar o número de Reynolds pois a grande turbulência no escoamento multifásico não dá a viscosidade grande influência na fricção. A densidade da mistura é calculada em função da relação entre o volume de gás e o de líquido pois considera que escoam a mesma velocidade. Foram as primeiras a serem desenvolvidas e tem menor complexidade na utilização. Como exemplo há as correlações de Poetmann e Carpenter, Baxendell e Thomas e Fancher e Brown.

As correlações do tipo 2 não utilizam padrão de escoamento, porém consideram o escorregamento entre as fases. Devido ao escorregamento apresentam correlação para o cálculo do *liquid holdup* e correlação para o fator de fricção das duas fases. Como exemplo há a correlação de Hagedorn e Brown.

As correlações do tipo 3 utilizam padrão de escoamento e consideram o escorregamento entre as fases. Para cada padrão de escoamento é apresentada uma correlação diferente para o cálculo do *liquid holdup* e para o fator de fricção das duas fases.



Como exemplo há as correlações de Duns e Ros; Orkiszewski; Aziz, Grovier e Fogarasi e Beggs e Brill.

#### **4.3.3. Obtenção das propriedades dos fluidos utilizadas pelas correlações de cálculo de perda de pressão em fluxo bifásico.**

Ao longo do escoamento do fundo do poço até a plataforma as propriedades físicas dos fluidos variam bastante. Como exemplo, uma breve análise da variação da densidade do gás ao longo do escoamento é dada: A densidade do gás liberado a pressões mais baixas é maior que a densidade do gás liberado a pressões mais altas. Isto se deve a gaseificação das frações mais leves do óleo a pressões de escoamento inferiores a pressão de saturação. Conforme a pressão no fluxo se reduz ao longo do escoamento, afastando-se da pressão de saturação, as frações leves migram para a fase gás. Assim, restam à gaseificação a pressões menores as frações um pouco menos leves, aumentando a densidade do gás liberado ao longo do escoamento.

A determinação das propriedades físicas dos fluidos nas tubulações em diversas condições de fluxo é importante para a realização de projetos dos dutos de produção adequados ao escoamento. Também tem importância para projetos adequados do sistema de separação de óleo-água-gás na planta de processo da plataforma (OLIVEIRA, 2003). Para o cálculo do gradiente de pressão do escoamento bifásico, cálculo do *liquid holdup* e dos padrões de fluxo ao longo da tubulação, é necessário conhecer as propriedades físicas dos fluidos, das tubulações dos poços e do sistema de coleta de produção.

Segundo VILELLA (2004), as propriedades físicas dos fluidos no escoamento bifásico podem ser conhecidas por medição direta, em função da composição molecular do fluido ou por correlações. A medição direta é o método mais preciso, porém é o mais caro. A determinação da composição molecular do fluido, o chamado modelo composicional, é mais adequado para óleos leves e gás. Neste modelo, o somatório das propriedades de cada elemento ponderadas com a razão molar origina as propriedades da mistura. OLIVEIRA (2003) destaca que a determinação por correlações como a *black oil* proporciona um nível de precisão bastante razoável, para óleos normais e pesados, ou seja, de média a alta densidades. VILELLA (2004) menciona que quando usadas em conjunto com as opções de calibração, as correlações *black oil* podem produzir dados de comportamento de fases

precisos, a partir de um mínimo de dados de entrada, tais como densidade, viscosidade e razão de volumes de óleo, água e gás produzidos.

As correlações *black oil* foram desenvolvidas especificamente para sistemas de óleo-gás-água e são muito úteis para prever o comportamento das fases no fluxo de um poço de petróleo. Como exemplo, a massa específica do óleo pode ser calculada por estas correlações. O óleo tem massa específica variável ao longo do escoamento em função da variação de pressão de fluxo do fundo poço a plataforma. O fluido resultante vai se tornando mais pesado à medida que frações mais leves do óleo gaseificam-se, podendo ter a massa específica calculada em vários pontos do escoamento em função de sua temperatura e pressão.

Neste trabalho são utilizadas no software Marlim as correlações *black oil* na definição das propriedades físicas dos fluidos ao longo do escoamento. A abordagem *black oil* é aplicável aos óleos da Bacia de Campos, sendo largamente utilizada na prática e adotada pela maioria dos estudos de escoamento e de reservatório. No apêndice há algumas das correlações *black oil* mais utilizadas e disponíveis do software Marlim para a avaliação do comportamento de uma mistura líquida de hidrocarbonetos numa certa condição de pressão e temperatura. As correlações estão referenciadas em VEROTTI FILHO (2004).

#### **4.3.4. Velocidades e relações de velocidades no escoamento bifásico**

Algumas propriedades importantes na adaptação da equação de gradiente de pressão para as condições de fluxo bifásico são detalhadas nos tópicos abaixo, descritas em VIEIRA, 2004.

##### **4.3.4.1 Liquid Holdup com escorregamento**

O *liquid holdup* é definido como a relação entre o volume total de um segmento de tubo e o volume deste segmento ocupado por líquido. Isto é:

$$H_L = \frac{\text{volume ocupado pelo líquido}}{\text{volume do segmento de tubulação}} \quad (8)$$

O *liquid holdup* é uma fração que varia de zero, quando há somente fluxo de gás, a um, somente fluxo de líquido. Experimentalmente, o método mais comum de medir o *liquid holdup* é isolar um segmento do fluxo entre válvulas de fechamento rápido e medir o líquido fisicamente capturado. O volume restante do segmento de tubo é ocupado por gás e sua relação com o volume total é chamada de *holdup* do gás.

$$H_g = 1 - H_L \quad (9)$$

#### 4.3.4.2 *Liquid Holdup* sem escorregamento

O *liquid holdup* de líquido sem escorregamento é definido como a relação do volume de líquido em um segmento de tubo, considerando que o gás e o líquido apresentem a mesma velocidade, ou seja, sem escorregamento entre as fases.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (10)$$

O *holdup* do gás sem escorregamento é definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L \quad (11)$$

Os valores da vazão de gás e líquido utilizados no cálculo do *holdup* com e sem escorregamento devem ser referenciados ao trecho da tubulação onde se deseja obter o *holdup*.

#### 4.3.4.3 Velocidades das fases gás e líquido

Muitas correlações de fluxo bifásico utilizam o conceito de velocidade superficial, que é a velocidade que a fase apresentaria se escoasse pela seção transversal total do tubo. É uma aproximação pois sabe-se que no fluxo bifásico cada fase toma parte da área da seção transversal do tubo e não dispõem da área total. As equações para o cálculo das velocidades superficiais e reais do líquido e do gás utilizadas no Marlim estão descritas no apêndice.

#### **4.3.5 Determinação das propriedades da mistura líquida água e óleo**

Em muitos poços é possível ocorrer ao longo do tempo de vida a produção de água e óleo, tornando a fase líquida uma mistura. A maneira mais usual de definir as propriedades desta mistura é se ponderar o efeito dessas fases. No apêndice estão ilustradas as equações para a determinação das propriedades da mistura, utilizadas neste trabalho, referenciadas em VIEIRA (2004).

#### **4.3.6 Procedimento de Cálculo de Perda de Carga no Escoamento Bifásico, sem perfil de temperatura e utilizando as correlações *black oil* na determinação das propriedades físicas dos fluidos.**

O cálculo do gradiente de pressão utiliza as correlações *black oil* para o cálculo das propriedades físicas dos fluidos, utilizando como dados de entrada valores de pressão e a temperatura. Desta forma, é necessário obter a temperatura anteriormente ao cálculo da pressão, pois é dado de entrada. O cálculo da temperatura, por sua vez, utiliza também as propriedades físicas calculadas pelas correlações *black oil* e o gradiente de pressão, ainda não definido. Assim, é necessário um processo iterativo para a definição dos gradientes de pressão e temperatura no escoamento.

Para o escoamento monofásico compressível ou para o escoamento bifásico não é possível fazer uma integração simples da equação do gradiente de pressão. É uma equação diferencial ordinária que constitui um problema de valor inicial (OLIVEIRA, 2003). Portanto, esta equação deverá ser integrada numericamente, utilizando-se de um algoritmo que utilize o artifício da divisão do comprimento total das tubulações em trechos discretos.

Para a solução deste problema de valor inicial no software Marlim se pode iniciar o cálculo pelo topo, na plataforma, ou pela base, no fundo do poço. Previamente conhecidas a pressão de fluxo no fundo do poço e a vazão calcula-se a pressão de superfície, na plataforma: através da vazão, os gradientes de pressão no poço e na linha de produção são determinados, e a partir da pressão inicial no fundo do poço, subtraindo-se as perdas de pressão no poço e na linha de produção, chega-se a pressão na superfície.

Previamente conhecidas a pressão de superfície, a pressão no reservatório e a curva de IPR calcula-se a vazão iterativamente: estima-se a pressão de fluxo no fundo do poço, utilizando a equação de IPR (equação 4) e com o valor da pressão no reservatório, obtêm-se

a vazão. Através da equação do gradiente, para a vazão calculada determina-se a pressão de superfície. Esta é comparada a pressão de superfície conhecida. Caso ocorra discrepância, um novo valor de pressão de fluxo no fundo do poço é estimado, repetindo o processo de cálculo até a convergência. A vazão calculada é a vazão de equilíbrio, cujo ponto de convergência é ilustrado na figura 21.

Conhecidas a pressão de fluxo no fundo do poço e a pressão de superfície, calcula-se a vazão do poço: determina-se o gradiente de pressão com a diferença de pressão entre a superfície e o fundo do poço, e através da equação do gradiente, calcula-se a vazão correspondente.

Com a pressão de superfície e a vazão, calcula-se a pressão de fluxo no fundo do poço: através da equação do gradiente e da vazão, obtêm-se a queda de pressão entre a superfície e o fundo do poço, determinando a pressão de fluxo no fundo.

O algoritmo deve ser empregado de modo a integrar numericamente as equações do gradiente de pressão e temperatura em curtos incrementos da tubulação. Esta deve ser dividida de modo que sejam considerados constantes em cada segmento o gradiente de pressão, temperatura, as propriedades físicas dos fluidos em escoamento e da tubulação. O número de trechos a discretizar em cada tubulação deve ser informado para o cálculo do gradiente de pressão e temperatura no software Marlim. Assim pode-se determinar que a queda total de pressão é dada por:

$$\Delta P = \sum_j^n \left( \frac{dp}{dl} \right)_j \Delta L_j \quad (12)$$

Onde:

$n$  = número de segmentos;

$\Delta L$  = comprimento do incremento  $j$ .

A integração numérica da equação do gradiente de pressão pode ser realizada pelo método das diferenças finitas (MINAMI, 2004). COSTA (2002) menciona que a idéia central do método das diferenças finitas é aproximar as equações diferenciais definidas em um domínio contínuo por equações de diferenças definidas em um espaço discreto. O conceito fundamental é o da expansão em série de Taylor através do método de

discretização desenvolvido por Euler. Consiste na substituição da taxa relacional  $dy/dx$  por incrementos  $\Delta y$  e  $\Delta x$  e a multiplicação de toda a equação por  $\Delta x$ . Obtém-se uma formulação algébrica análoga à equação diferencial ordinária, que fornece variação da função correspondente à variação de  $x$  de um  $\Delta x$ . No limite, adotando-se incrementos adequadamente pequenos, resulta uma aproximação ótima para a avaliação da função  $y$ , solução da equação diferencial parcial.

Além da pressão, a temperatura do escoamento precisa ser definida em cada trecho. A temperatura em um trecho pode ser resultado de um balanço do gradiente de entalpia ou definida pela utilização de um perfil de temperatura previamente conhecido. Usualmente, os perfis de temperatura no escoamento não são previamente conhecidos, sendo necessária a determinação do gradiente de entalpia exato ou aproximado.

#### 4.3.6.1 Cálculo da temperatura de escoamento de óleo e gás em um trecho de tubulação

A temperatura decresce expressivamente do fundo do poço até a plataforma. Especialmente em águas profundas, uma porção significativa da perda de temperatura pode não ser evitada, independentemente do tipo de isolamento empregado na tubulação. A queda de pressão ao longo do escoamento também tem influência na queda de temperatura.

As quedas de temperatura no escoamento de óleo e gás são ocasionadas em grande parte pela perda de calor para o ambiente e pelo efeito Joule-Thomson. Este efeito é a diferencial da temperatura pela pressão de um gás ( $dT/dp$ ) em expansão adiabática, mantendo-se a entalpia constante. Assim, a queda de pressão ao longo do escoamento causa a queda de temperatura do gás na tubulação.

As variações de temperatura do fluido em escoamento num trecho da tubulação podem ser obtidas através da equação do balanço de energia. Com o objetivo de calcular a temperatura, é possível manipular e simplificar a equação do balanço de energia em regime permanente, dada por VILELLA (2004):

$$m \left( \Delta U + \Delta(PV) + \frac{1}{2} \Delta(u^2) + g\Delta z \right) = Q + W \quad (13)$$

Onde:

$m$  = taxa de fluxo de massa;

$U$  = energia interna;

$P$  = pressão;

$V$  = volume;

$u$  = velocidade;

$g$  = aceleração da gravidade;

$\Delta z$  = variação da elevação;

$Q$  = energia transferida entre o ambiente e o fluido;

$W$  = trabalho fornecido ao fluido por bombas, compressores, etc.

O balanço de energia na equação (13) pode ser usado para determinar a mudança de energia global e a mudança de temperatura global num sistema. O termo  $m\Delta(PV)$  representa o trabalho usado para mover o fluido entre a entrada e a saída do tubo. Normalmente, este termo é combinado com  $m\Delta U$  para dar  $m\Delta H$ , determinando a variação da entalpia.

Em escoamento de petróleo, como não há trabalho realizado sobre o fluido, o termo  $m\Delta(PV)$  é igual a zero. Desta forma, a variação de entalpia,  $m\Delta U + m\Delta(PV)$ , pode ser atribuída somente a variação de energia interna que, na prática, podemos associar a variação de temperatura do fluido.

O termo  $m^{1/2}\Delta(u^2)$  representa a variação da energia cinética, que pode ser desprezada pois utiliza-se um valor médio em um trecho de tubulação, não sendo possível variação. O termo  $mg\Delta z$  representa a mudança em energia potencial que também pode ser desprezada pelo mesmo motivo do termo referente a energia cinética. Assim, o balanço de energia em um trecho de linha de produção reduz-se a variação de entalpia no sistema, e por não haver trabalho realizado, a variação de energia é devida somente à variação de temperatura.

$$m (\Delta U + \Delta(PV)) = Q \quad (14)$$

A predição de temperatura pode ser calculada rigorosamente se haver um método para determinar a entalpia do fluido a cada pressão e temperatura. Neste caso, quando a composição do fluido é conhecida pode ser gerada uma tabela de entalpia com um programa computacional que simula o equilíbrio termodinâmico de fases. Em muitos casos no escoamento de óleo e gás, a composição do fluido varia com o tempo de produção e não está disponível na maioria das vezes.

Então, como forma indireta de determinar a temperatura em um trecho de tubulação, torna-se necessário definir o gradiente de entalpia. Segundo ALVES *et al.* (1992), o gradiente de entalpia pode ser escrito em termos de gradiente de pressão e temperatura como:

$$\frac{dH}{dL} = c_p \frac{dT}{dL} - \eta c_p \frac{dp}{dL} \quad (15)$$

Onde:

$dH/dL$  = gradiente de entalpia;

$c_p$  = calor específico a pressão constante;

$dT/dL$  = gradiente de temperatura;

$\eta$  = termo relacionado ao coeficiente de Joule-Thomson;

$dp/dL$  = gradiente de pressão.

Após manipulações matemáticas detalhadas em ALVES *et al.* (1992), algumas simplificações devem ser consideradas no modelo com o objetivo de facilitar o cálculo do gradiente de temperatura  $dT/dL$ :

- A temperatura da terra sob o fundo do mar cresce linearmente em função da profundidade.

$$T_p = T_{pi} - g_e L \text{ sen } \delta \quad (16)$$

Onde:

$T_p$  = temperatura na profundidade  $p$ ;

$T_{pi}$  = temperatura na profundidade inicial  $pi$ ;

$g_e$  = gradiente geotérmico;

$L$  = distância entre o ponto referente a profundidade  $p$  e a profundidade  $pi$ ;

$\delta$  = ângulo de  $L$  com a vertical.

- São consideradas constantes para um trecho discreto suficientemente pequeno da tubulação as variáveis  $U$ ,  $c_p$ ,  $\eta$ ,  $g_e$ ,  $\theta$ ,  $u$ ,  $dv/dL$  e  $dp/dL$ .



Desta forma, (ALVES *et al.*, 1992) desenvolveram um modelo unificado para a predição de temperatura em poços e linhas de produção. Anterior a seu trabalho, modelos distintos foram propostos para o cálculo do perfil de temperatura dos poços e das linhas utilizando as equações de Ramey e de Coulter e Bardon respectivamente. A equação unificada é descrita por:

$$T = (T_{ei} - g_t L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) \exp(-L/A) + g_e A \sin \theta [1 - \exp(-L/A)] + \frac{1}{\rho c_p} \frac{dp}{dL} \phi / A [- \exp(-L/A)] \quad (17)$$

Onde:

$T$  = temperatura calculada para o segmento em análise;

$T_{ei}$  = temperatura do ambiente, no início do segmento;

$T_i$  = temperatura do fluido no início do segmento;

$g_t$  = gradiente térmico do ambiente, terra ou mar;

$L$  = comprimento do segmento de coluna ou linha de produção;

$\theta$  = ângulo de inclinação do escoamento com a horizontal;

$A$  = relaxação térmica da distância;

$\rho$  = massa específica;

$\phi$  = parâmetro adimensional;

E:

$$A = \left( \frac{w \cdot c_p}{U_t \cdot \pi \cdot D} \right) \quad (18)$$

Onde:

$w$  = vazão mássica;

$c_p$  = calor específico a pressão constante;

$U_t$  = coeficiente global de troca de calor;

$D$  = diâmetro da tubulação.

E ainda para a linha de produção:

$$U_{il} = \frac{1}{\frac{r_3}{r_1 \cdot h_i} + \frac{r_3 \cdot \ln(r_2 / r_1)}{k_1} + \frac{r_3 \cdot \ln(r_3 / r_2)}{k_2} + \frac{1}{h_e}} \quad (19)$$

Onde:

$r_1$  = raio interno da linha de produção;

$r_2$  = raio externo da linha de produção;

$r_3$  = raio externo da isolação térmica;

$h_i$  = coeficiente de convecção interno;

$h_e$  = coeficiente de convecção externo

$k_1$  = coeficiente de condução da tubulação;

$k_2$  = coeficiente de condução da isolação.

E para a coluna de produção:

$$\frac{1}{U_{ic}} = \frac{r_5}{r_1 \cdot h_i} + \frac{r_5 \cdot \ln(r_2 / r_1)}{k_1} + \frac{r_3}{r_2 \cdot h_{ga}} + \frac{r_5 \cdot \ln(r_4 / r_3)}{k_2} + \frac{r_5 \cdot \ln(r_5 / r_4)}{k_3} \quad (20)$$

Onde:

$r_1$  = raio interno da coluna de produção;

$r_2$  = raio externo da coluna de produção;

$r_3$  = raio interno do revestimento;

$r_4$  = raio externo do revestimento;

$r_5$  = raio externo da cimentação;

$h_i$  = coeficiente de convecção interno;

$h_{ga}$  = coeficiente de convecção do gás no anular;

$k_1$  = coeficiente de condução da tubulação;

$k_2$  = coeficiente de condução do revestimento;

$k_3$  = coeficiente de condução da cimentação;

E:

$$\phi = -\frac{\rho}{\rho n} \left( \lambda_g \left[ -\frac{T}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial T} \right)_p \right] + \lambda_L \right) + \left( -\rho g \text{sen} \theta - \rho v \frac{du}{dL} \right) / \frac{dp}{dL} \quad (21)$$

Onde:

$\phi$  = parâmetro adimensional;

$\rho$  = massa específica;

$\lambda_g$  = holdup de gás sem escorregamento;

$T$  = temperatura;

$z$  = fator de compressibilidade do gás;

$\lambda_L$  = holdup de líquido sem escorregamento;

$g$  = aceleração da gravidade;

$u$  = velocidade.

E:

$$\overline{c_p} = (w_g c_{pg} + w_L c_{pL}) / w \quad (22)$$

Onde:

$\bar{c}_p$  = calor específico a pressão constante médio;

$w_g$  = vazão mássica do gás;

$c_{pg}$  = calor específico a pressão constante do gás;

$c_{pL}$  = calor específico a pressão constante do líquido;

$w$  = vazão mássica total.

A equação é utilizada no software Marlim e pode ser aplicada a qualquer ângulo de inclinação para fluxos multifásicos e monofásicos. Os valores de  $c_p$ , do parâmetro adimensional  $\phi$  e do gradiente de pressão  $dp/dL$  dependem da pressão e da temperatura do segmento. Assim, anterior ao processo iterativo para o cálculo da pressão, é necessário um processo iterativo para o cálculo da temperatura. O gradiente de pressão  $dp/dL$ , nas prévias iterações do cálculo da temperatura, pode ser determinado pelas correlações de gradiente de pressão para fluxos multifásicos.

As capacidades térmicas dos hidrocarbonetos e da água não variam muito com uma ampla faixa de variação de temperatura. Portanto, valores médios de  $c_p$  podem ser calculados e utilizados para toda a coluna e linha de produção. Correlações para o fator de compressibilidade  $Z$  estão disponíveis na literatura, como a que está descrita no apêndice. A equação (21) para o cálculo de  $\phi$  utiliza a aproximação mencionada para  $c_p$ , que, segundo ALVES et al. (1992), é a mais adequada para casos de fluxo bifásico considerando o efeito Joule-Thomson.

#### 4.3.6.2 Cálculo da pressão no escoamento de óleo e gás em um trecho de tubulação

Em se tratando de soluções numéricas calculadas por diferenças finitas, a quantidade e tamanho dos segmentos de cálculo em que são subdivididas as tubulações influenciam o resultado final. Quanto mais refinada é a divisão em trechos, maior é a precisão de cálculo. Como regra geral, quando há queda de pressão superior a 3,5 kgf/cm<sup>2</sup> em um segmento de cálculo, pode-se dizer que o trecho está muito longo e que necessita de um refinamento através do aumento do número de subdivisões (MINAMI, 2004). O programa Marlim permite verificar a queda de pressão em cada trecho discretizado.

Considerando que o gradiente de pressão varia linearmente com o comprimento no trecho mostrado na figura 24, a equação de perda de pressão pode ser descrita como:

$$P_{i+1} = P_i + \Delta L \left( \frac{dp}{dL} \right) \quad (23)$$

Onde:

$P_{i+1}$  = pressão no final do trecho;

$P_i$  = pressão no início do trecho;

$\Delta L$  = comprimento do trecho;

$\left( \frac{dp}{dL} \right)$  = gradiente de pressão.

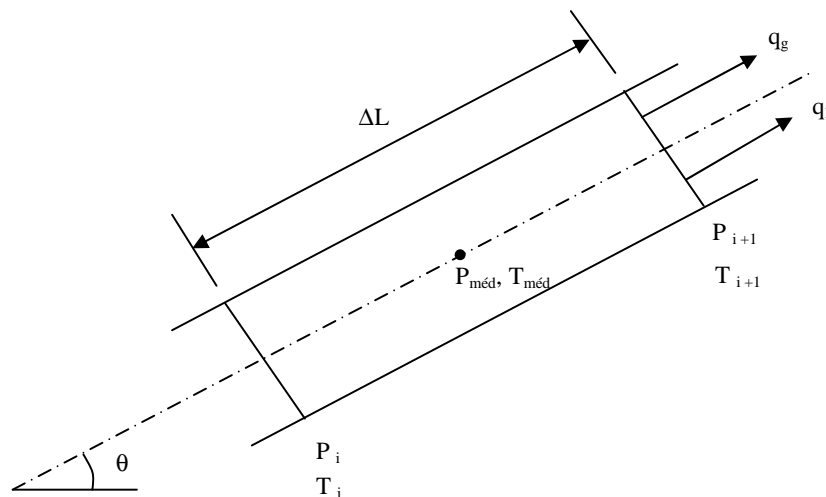


Figura 24. Trecho de tubulação no cálculo do gradiente de pressão (MINAMI, 2004).

Este cálculo pode ser feito de duas maneiras: iteração no comprimento ou interação na pressão. Na primeira, conhecendo-se a pressão inicial ( $P_i$ ) e a temperatura inicial ( $T_i$ ), fixa-se a diferença de pressão ( $\Delta P$ ) e estima-se o comprimento do trecho ( $\Delta L$ ), correspondente ao  $\Delta P$  fixado. Na segunda, fixa-se  $\Delta L$  e estima-se  $\Delta P$  correspondente ao  $\Delta L$  fixado. Neste trabalho abordaremos o segundo método, uma vez que este é o utilizado no

software Marlim. Enumerando em passos, o método de iteração na pressão é descrito como (MINAMI, 2004):

Passo 1. Partindo-se de um ponto no sistema,  $L_i$ , onde a pressão  $P_i$  é conhecida, define-se um incremento  $\Delta L$  na distância.

Passo 2. Estima-se um decréscimo ou acréscimo de pressão  $\Delta P$ , correspondente ao incremento na distância  $\Delta L$ .

Passo 3. Estima-se a pressão média ( $P_{med\ est}$ ) e a temperatura média ( $T_{med\ est}$ ) no novo ponto  $L_{i+1}$ , após a aplicação do incremento  $\Delta L$ .

Passo 4. A partir de correlações empíricas *black oil*, são determinadas propriedades físicas do fluido no escoamento na condição de pressão média estimada ( $P_{med\ est}$ ) e temperatura média estimada ( $T_{med\ est}$ ).

Passo 5. Utilizando a equação (17), calcula-se  $dT/dL$  com um cálculo prévio de  $dp/dL$  e valores de propriedades dos fluidos determinadas no passo 4. A temperatura média calculada ( $T_{med\ calc}$ ) é definida e comparada com a temperatura média estimada ( $T_{med\ est}$ ). Caso os valores não sejam próximos o suficiente, estima-se um novo incremento de temperatura e retorna-se ao passo 4. Repete-se os passos de 3 a 5 até que os valores estimados e calculados estejam suficientemente próximos. Após estes valores convergirem, a temperatura média calculada ( $T_{med\ calc}$ ) é definida como a temperatura média ( $T_{med}$ ).

Passo 6. Utilizando-se a correlação escolhida, calcula-se  $dp/dL$  no incremento, na condição de pressão média estimada ( $P_{med\ est}$ ), temperatura média ( $T_{med}$ ) e inclinação  $\theta$  média.

Passo 7. Calcula-se o incremento de pressão correspondente ao incremento na distância fixado. O incremento de pressão  $\Delta P$  é igual ao produto  $\Delta L dp/dL$ .

Passo 8. Compara-se  $\Delta P$  estimado e  $\Delta P$  calculado nos passos 2 e 6. Caso os valores não sejam próximos o suficiente, estima-se um novo incremento de pressão e retorna-se ao passo 3. Repete-se os passos de 3 a 7 até que os valores estimados e calculados estejam suficientemente próximos.

As correlações para cálculo do gradiente de pressão do tipo 3 tendem a apresentar os melhores resultados devido à utilização de padrões de escoamento e consideração do

escorregamento entre as fases. Uma das mais empregadas deste tipo, a correlação de Beggs e Brill, está disponível no software Marlim sendo utilizada neste trabalho e descrita no anexo. Esta correlação foi desenvolvida por Beggs e Brill, na Universidade de Tulsa em 1973, utilizando dados experimentais de escoamento de água e ar. Permite calcular o gradiente de pressão em escoamentos verticais, horizontais e inclinados, com variação de ângulo  $-90^\circ$  a  $+90^\circ$ . Utilizou nos cálculos *holdup* de líquido medido em vez de correlacionado. O padrão de escoamento é determinado como se a tubulação estivesse na horizontal e corrigido para o ângulo real. A correlação de Beggs e Brill tem sido considerada uma das melhores para escoamento bifásico em dutos de óleo e gás de grande diâmetro, localizados em terrenos acidentados. (MINAMI, 2004).

#### 4.3.6.3 Perfis de pressão em escoamento bifásico vertical e horizontal

Conforme descrito neste trabalho, as frações de líquido e gás são funções da contínua variação de pressão desde o fundo do poço até a superfície. Em consequência, há também variação da massa específica da mistura em função da redução da pressão de fluxo desde o fundo até cabeça do poço. A massa específica da mistura é reduzida à medida que a fração de gás aumenta, reduzindo a perda de pressão pela componente gravitacional da equação do gradiente (equação 7).

Além da redução da massa específica, há alterações na velocidade do fluxo, aumentando conforme gás se desprende do fluido líquido ao longo do escoamento. Assim, as componentes friccional e aceleracional da equação do gradiente de pressão também são incrementadas, mas tem parcela inferior a contribuição da componente gravitacional.

Deste modo, espera-se que a curva que representa o gradiente de pressão na coluna de produção não seja uma reta como ocorre no fluxo monofásico e siga o perfil de pressão ditada pelo componente gravitacional, como mostrado na figura 25. Considerando, também, os possíveis padrões de fluxo, gradientes maiores de pressão ocorrem a maiores pressões, ou seja, mais próximos do fundo do poço (ROSSI, 2004).

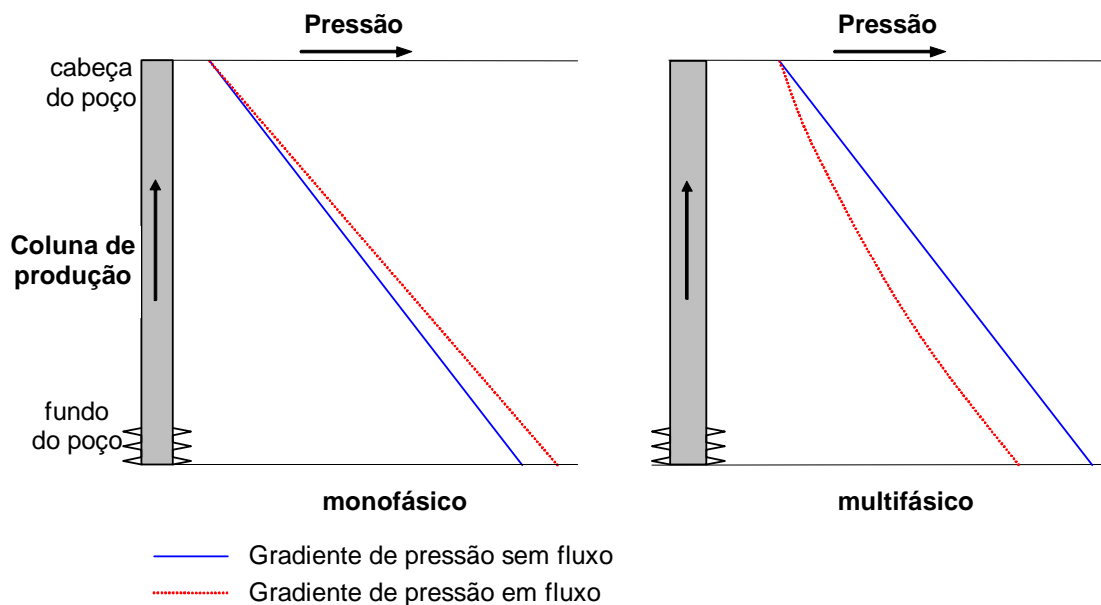


Figura 25. Gradiente de pressão em fluxo multifásico e monofásico vertical (ROSSI, 2004).

No escoamento horizontal observado nas linhas de produção o gradiente de pressão aumenta à medida que o fluido caminha na linha devido basicamente a componente friccional. A componente gravitacional é ausente por não haver elevação de fluidos.

A redução da pressão causa desprendimento de mais gás do líquido e, proporciona expansão dos fluidos com conseqüente aumento de velocidade. Como a componente friccional é tanto maior quanto maior for a velocidade dos fluidos, a perda de carga por atrito aumenta na direção do escoamento. A título de comparação, se o fluido fosse incompressível esta curva seria praticamente reta, sem a concavidade que se observa na figura 26. Apesar da variação da velocidade do fluido, a componente de aceleração tem, normalmente, influência muito menor que a de fricção (VIEIRA, 2004).



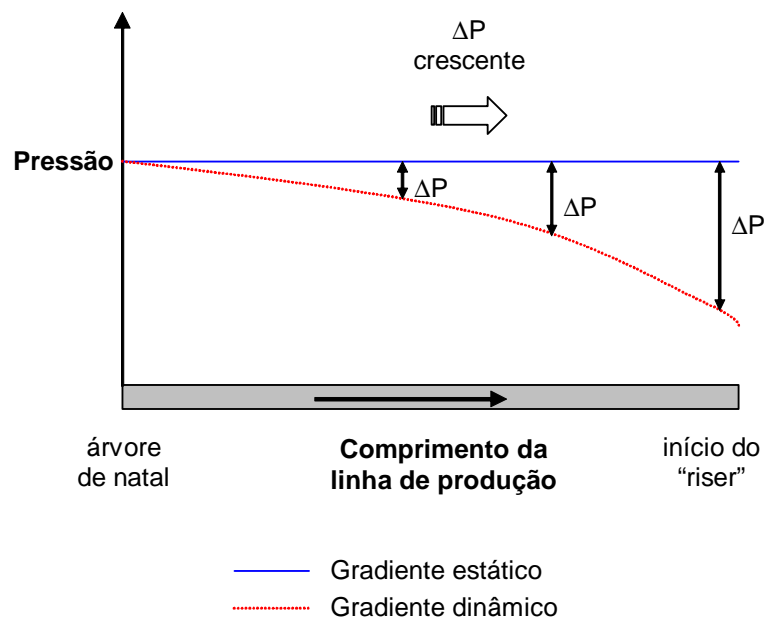


Figura 26. Gradiente de pressão em fluxo multifásico horizontal (ROSSI, 2004).

#### 4.4 Simulador numérico computacional de fluxos multifásicos

Além do Marlim, há vários simuladores de escoamento multifásicos na indústria do petróleo. O principal objetivo do simulador de escoamento multifásico é o cálculo do gradiente dinâmico de pressão-temperatura de escoamento numa tubulação, ou seja, calcular os valores de pressão e temperatura nos diferentes pontos do sistema de produção. Entretanto, conforme detalhado nos itens anteriores deste trabalho, para a determinação destes perfis é necessário conhecer o comportamento das fases e o cálculo das propriedades físicas do fluido em escoamento em vários estados termodinâmicos.

Os simuladores de escoamento multifásico comerciais utilizam dois tipos de procedimentos para a determinação das propriedades dos fluidos e comportamento das fases. São as correlações empíricas do tipo *black oil* e, quando se sabe a composição e fração molar dos componentes do fluido, as equações de estado e as tabelas de propriedades físicas. Usualmente a composição e fração molar são utilizadas para modelagem de escoamento de gás e as correlações *black oil*, disponíveis no Marlim, para escoamento de óleo.

Diversas correlações empíricas comumente usadas no cálculo do gradiente de pressão estão disponíveis nos simuladores de escoamento multifásicos comerciais e no

Marlim. A utilização desses simuladores permite uma avaliação do desempenho dos modelos de poços, linhas de produção e *risers* frente a dados reais de campo. Da mesma forma é possível avaliar se as correlações utilizadas nestes modelos descrevem as condições reais de fluxo e realizar ajustes.

Após o modelo e suas correlações estarem em conformidade com os dados de campo, os simuladores são utilizados para o controle dos parâmetros operacionais dos poços e do sistema de escoamento de fluidos. Além disso, os simuladores permitem o dimensionamento e análise de sistemas de produção a serem instalados.

Dentre os simuladores comerciais disponíveis e mais utilizados no mercado pelas companhias de petróleo, universidades, centros de pesquisas e empresas de consultorias e projetos, encontram-se, dentre outros, para escoamento multifásico permanente o WellFlo e o Pipesim, com maiores informações disponíveis respectivamente no site [www.ep-solutions.com/Solutions/EPS/WellFlo.htm](http://www.ep-solutions.com/Solutions/EPS/WellFlo.htm), e no site [www.slb.com/content/services/software/production/pipesim/index.asp](http://www.slb.com/content/services/software/production/pipesim/index.asp) (ambos acessos realizados em 15 de setembro de 2006). Para a modelagem do escoamento multifásico transiente há no mercado o software Olga, com maiores detalhes em <http://www.scandpower.no/Default.asp?ItemId=1102> (acesso realizado em 15 de setembro de 2006).

#### **4.5 Problemas de localização de facilidades**

Problemas de localização de facilidades constituem uma área com diversas aplicações e vasta literatura (DASKIN, 1995). De forma geral, estes problemas envolvem a localização de um número fixo ou variável de facilidades e designação de demandas de clientes a facilidades de modo a minimizar custos fixos e variáveis. O termo facilidades, também chamado de objeto, pode ser substituído por fábricas, depósitos, escolas, enquanto que clientes se referem a depósitos, unidades de vendas, estudantes.

Os modelos matemáticos de localização são construídos para abordar as seguintes questões-chaves: quantas facilidades devem ser construídas; onde cada facilidade deve ser localizada; qual deve ser o tamanho de cada facilidade; como alocar demanda de clientes a facilidades. (DUCATI, 2003)

As respostas para essas questões dependem da natureza do problema e dos objetivos que se pretende alcançar com a modelagem. Em alguns casos, como o de localização de

ambulâncias, espera-se alocar as facilidades o mais próximo possível aos locais de demanda. No caso de um depósito de lixo, ao contrário, o objetivo é que as facilidades sejam alocadas o mais longe possível dos locais de demanda. O número de facilidades a serem localizadas, assim como a capacidade de cada uma dessas facilidades é em geral um equilíbrio entre custo e nível de serviços. Em muitos casos, a qualidade dos serviços melhora com o aumento do número de facilidades alocadas mas, da mesma forma, o custo destes serviços aumenta (DASKIN, 1995). Os parágrafos abaixo são referenciados ao trabalho de DUCATI (2003)

É necessário modelar a alocação de demandas às facilidades em problemas de localização. Para alguns modelos a demanda não deve ser dividida entre as facilidades. Em outros modelos esta divisão é necessária. Como exemplo, um poço de petróleo deve ter sua demanda por transporte de produção de óleo atendida por uma única plataforma. Não é possível que um poço produza para mais de uma plataforma. Em outros casos, como nos serviços de ambulâncias, a demanda pode ser atendida por qualquer facilidade disponível.

As facilidades são usualmente caracterizadas por suas capacidades, áreas, projeto, eficiência na produção, custos dos produtos, como funções das quantidades produzidas e das tecnologias empregadas. No entanto, tais características são freqüentemente desconsideradas em muitos modelos de localização. Em diversos modelos propostos na literatura a noção de capacidade de uma facilidade é essencialmente ignorada e as facilidades são implicitamente assumidas como pontos no espaço onde são localizadas.

Uma das características que diferenciam os problemas de localização entre si é a determinação da quantidade de facilidades a serem localizadas. Em alguns problemas, tais como  $p$ -medianas,  $p$ -centros e máximo recobrimento, o número de facilidades  $p$  a serem alocadas é um dado de entrada para o modelo considerado. Em outros casos, como os problemas de recobrimento e localização de facilidades, o número de facilidades é um dado de saída.

As facilidades podem ter a proximidade aos clientes desejada e outras, ao contrário, indesejada. As facilidades com proximidade desejada são aquelas que trazem diretamente alguma vantagem ao cliente pela sua proximidade, as indesejadas, resultam em problemas. Algumas são tipicamente indesejadas, como as penitenciárias, depósitos de lixo, atividades barulhentas e poluidoras. Há ainda um terceiro grupo formado pela mescla de facilidades

que trazem vantagens e desvantagens, nestas poderíamos incluir, por exemplo, as delegacias. Toda a população quer que na proximidade de sua residência haja um posto policial para que a segurança seja mais constante, porém ninguém quer ser vizinho deste posto.

No caso das facilidades indesejadas é preciso que haja um equilíbrio entre objetivos distintos e conflitantes, o que caracteriza um problema multiobjetivo. Exemplos de objetivos no caso de facilidades indesejadas são: maximização das distâncias entre as facilidades e os clientes, minimização do número de pessoas afetadas e minimização dos custos envolvidos em transporte e localização.

No problema de localização, os clientes são representados por pontos discretos no espaço, caracterizados por uma demanda, muitas vezes variável no tempo. Podemos considerar poços de petróleo como clientes das plataformas, com demanda de transporte de fluidos variável ao longo do tempo.

A alocação de demandas à facilidades é uma questão crítica em modelos de localização. Diversos modelos tratam a demanda como inelástica, ou seja, é constante e não depende do nível de serviço aos clientes. Se a demanda é função do nível de serviço a demanda é elástica, como por exemplo, a escolha pelo cliente de um local para fazer as compras considerando a localização do centro comercial, número de lojas existentes neste centro, variedade das lojas, etc.. A demanda de transporte de fluidos produzidos por poços de petróleo é elástica pois, a localização de uma plataforma influencia a vazão dos poços.

Nos problemas de localização onde não há restrições de máxima capacidade nas facilidades ou da rede de transporte, as demandas são designadas à facilidade mais próxima. Para problemas onde há restrições de máxima capacidade, o cliente não é necessariamente alocado à facilidade mais próxima, mas é designado a uma segunda facilidade ou à outra disponível quando a facilidade mais próxima já está sobrecarregada em sua máxima capacidade.

Em relação a modelagem do ambiente onde se deseja localizar uma facilidade, GALVÃO *et al.* (1999) classifica os problemas de localização em três principais classes: (1) localização no plano com espaço infinito de soluções, (2) localização no plano com espaço finito de soluções e (3) localização em redes. Modelos de localização das classes (1) e (2) têm o inconveniente de poderem propor a localização de facilidades em lugares

geograficamente pouco acessíveis ou mesmo inviáveis, como por exemplo no meio de um lago. Os modelos de localização em redes não possuem este inconveniente, já que a rede de interesse é definida pelos usuários do modelo, podendo os vértices, por exemplo, representar cidades e os arcos estradas de ligação entre as cidades.

Os modelos de localização podem ser ainda classificados sob o enfoque da propriedade das facilidades a serem localizadas: propriedade pública ou propriedade privada. Esses modelos diferem tanto pela formulação de objetivos e restrições, como principalmente pela natureza da propriedade. No setor privado o interesse maior é a minimização de custos ou maximização de lucros para os proprietários. No setor público o objetivo é a maximização de um benefício ou a minimização de um custo para a sociedade.

Uma outra diferença entre modelos encontrada na literatura refere-se a níveis hierárquicos ou nível único. Em muitos sistemas existe uma hierarquia entre as facilidades podendo mesmo haver fluxo entre elas. Por exemplo, em um sistema de saúde, os postos de saúde dos bairros realizam os primeiros atendimentos em seus pacientes. Pode ser preciso, em uma segunda etapa, que esses pacientes sejam encaminhados a um hospital nas proximidades. Este por sua vez pode reenviar o paciente para um outro hospital especializado, se houver necessidade. Neste caso, os serviços provêm de um nível mais baixo (postos de saúde) podendo ser remanejados a níveis mais altos.

Os modelos de localização podem se diferenciar como tratam a distância entre os clientes e as facilidades. Em alguns problemas de localização conhecidos como problemas de distância máxima, a maior distância admissível entre um cliente a uma facilidade é um dado de entrada do modelo e deve ser conhecido a priori. Problemas de localização de quartéis do Corpo de Bombeiros em uma cidade onde se admite um tempo máximo entre o acionamento do serviço e o atendimento são deste tipo. Na literatura de localização de facilidades essas distâncias máximas definidas a priori são conhecidas como distâncias de recobrimento (TOREGAS *et. al.*, 1971).

Dentro deste contexto estão os problemas de recobrimento de conjuntos, máximo recobrimento e máximo recobrimento esperado (CHURCH e REVELLE, 1974). Nos problemas de recobrimento os clientes são geralmente, designados às facilidades mais próximas. Desta forma, julga-se adequado atender o cliente se o mesmo estiver dentro de uma dada distância da facilidade e considera-se o atendimento inadequado se a distância

excede um valor crítico estipulado. O problema de recobrimento de conjuntos talvez seja o mais simples dentre os modelos de localização de facilidades (DASKIN, 1995). O objetivo é encontrar um conjunto de facilidades que apresente o mínimo custo de atendimento dentre uma infinidade de facilidades candidatas, tal que cada cliente seja atendido por pelo menos uma facilidade. Uma das questões envolvidas no modelo de recobrimento de conjuntos é que o número de facilidades necessárias para atender toda a demanda muitas vezes excede o número realmente possível de facilidades a serem construídas, como por exemplo, restrições financeiras. Além disso, o modelo de recobrimento de conjuntos trata todos os nós de demanda identicamente, ou seja, são igualmente importantes para o modelo nós cuja demanda seja de 10 chamadas de serviço por ano ou de 10.000 por ano. O modelo de máximo recobrimento abrange esta nova classe de problemas, maximizando o número de clientes atendidos através de um número fixo de locais candidatos a facilidades, permitindo que nem toda a demanda seja atendida. O modelo de máximo recobrimento esperado, por sua vez, busca contornar a possibilidade de que facilidades estejam com sua capacidade de atendimento esgotada quando um cliente é designado a elas. Neste caso também se considera um número fixo de facilidades a serem localizadas de forma a maximizar a demanda a ser coberta por uma facilidade disponível (DUCATI, 2003).

Uma segunda classe de problemas que também trabalha com o fator distância entre os clientes e as facilidades é a classe de modelos de distância total ou média. Muitas situações de planejamento de localização de facilidades nos setores público e privado tratam da distância total viajada entre as facilidades e as demandas. No contexto dos modelos de distância total ou média estão os problemas de p-medianas, descrito no item adiante.

A terceira classe problemas de localização abrange um modelo para a localização de facilidades indesejadas. É possível maximizar a distância entre as demandas e as facilidades mais próximas. Tais modelos estão presentes em problemas de localização de presídios, depósitos de lixo, usinas nucleares, dentre outros. Este modelo é similar ao modelo de p-medianas, porém neste caso é esperada uma maximização da função objetivo.

Para a avaliação de quão próxima ou distante uma facilidade está de um cliente utiliza-se uma métrica para representar a distância. Para modelos de localização em redes usa-se geralmente a menor distância entre um par de pontos usando os arcos da rede.

Problemas modelados por redes são identificados por grafos, definidos por pontos (nós ou vértices) e linhas (arcos ou arestas) que podem descrever de forma natural vias públicas, conexões de água, telefonia, dentre outras redes. No problema de localização de facilidades, cada vértice do grafo representa um local candidato a sediar uma facilidade e os arcos são as distâncias entre estes pontos. Na figura 27 a seguir, é representado um grafo.

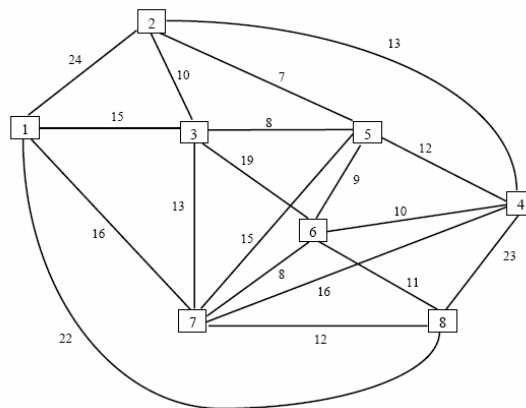


Figura 27. Representação de uma rede por um grafo (COLOMBO, 2001).

#### 4.5.1 Problema das $p$ -medianas

O problema das  $p$ -medianas consiste em determinar pontos de localização de facilidades, com o objetivo de minimizar a soma de todas as distâncias de cada ponto de demanda às  $p$ -facilidades mais próximas, ou seja, minimizar a distância média a ser percorrida.

Pode-se observar a divisão deste problema em dois casos (COLOMBO, 2001). A localização de uma mediana: busca a localização de uma única facilidade, visando minimizar a soma das distâncias percorridas pelos clientes até esta facilidade. A localização de múltiplas medianas, ou  $p$ -medianas: busca a localização de  $p$  facilidades que minimizem a distância média que separa os clientes da facilidade mais próxima. Neste caso o problema torna-se tomar os  $N$  vértices de um grafo e agrupá-los em  $p$  conjuntos, em torno de um vértice mediano, onde existe ou deveria existir uma facilidade. Esse processo produz  $p$  regiões cujas respectivas medianas são as localizações das facilidades e cada um dos

demais vértices do grafo pertence a uma das regiões cuja mediana seja a mais próxima (BARCELOS et al., 2004).

No grafo representado pela figura 28, o vértice 5 é uma mediana.

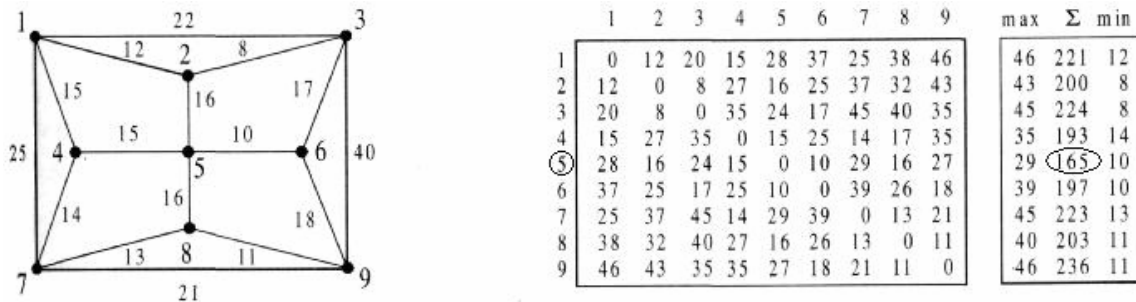


Figura 28. Mediana em um grafo (BOAVENTURA NETTO, 2003).

Considerando inicialmente todos os vértices de um grafo como potenciais medianas, o problema das p-medianas pode ser definido como segue: seja  $G = (V, A)$  um grafo não direcionado onde  $V$  são os vértices e  $A$  as arestas. Deve-se encontrar um conjunto de vértices  $V_p \subset V$ , conjunto das medianas com cardinalidade  $p$ , tal que a soma das distâncias de cada vértice restante em  $\{V - V_p\}$ , conjunto das demandas, até seu vértice mais próximo em  $V_p$  seja a mínima possível.

A seguir é apresentada uma formulação do problema das p-medianas sem restrições de capacidade como um problema de programação inteira, a qual foi desenvolvida por CHRISTOFIDES (1975).

$$\text{Min } \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n d_{ij} x_{ij} \quad (24)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} = 1, i = 1, 2, \dots, n \quad (25)$$

$$x_{ij} \leq y_j, i, j = 1, 2, \dots, n \quad (26)$$

$$\sum_{j=1}^n y_j = p \quad (27)$$



$$x_{ij}, y_j \in \{0, 1\}, i, j = 1, 2, \dots, n \quad (28)$$

Onde:

$n$  = número total de vértices do grafo

$d_{ij}$  = distância do vértice  $i$  ao vértice  $j$

$p$  = número de instalações utilizadas como mediana

$$x_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se o vértice } i \text{ for designado para a instalação } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$y_j = \begin{cases} 1, & \text{se o vértice } j \text{ for uma instalação utilizada como mediana} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

A função objetivo na equação (24) minimiza a soma das distâncias ponderada por pesos dos vértices  $i$  até o conjunto de medianas. A restrição representada pela equação (25) garante cada um dos vértices de demanda será designado a uma e somente uma facilidade. Já a restrição definida pela equação (26) proíbe que um vértice de demanda seja designado para uma instalação que não seja designada como mediana. O número total de vértices-medianas, ou seja, de instalações selecionadas é definido pela restrição na equação (27) como sendo igual a  $p$ . A restrição relacionada a equação (28) garante que os valores das variáveis de decisão  $x$  e  $y$  sejam binários, isto é, 0 ou 1.

Dependendo da quantidade de pontos a serem designados, a solução do modelo exato torna-se inviável, principalmente pelo fato das variáveis serem binárias. Para problemas de grande porte, onde métodos exatos não são viáveis, aplicam-se métodos aproximados que podem fornecer solução próxima da ótima, ou até mesmo a solução ótima.

Para uma solução aproximada deste problema, podem-se citar as heurísticas: Algoritmo Genético, disponível em GOLDBARG e LUNA (2000), Algoritmo de TEITZ e BART (1968) e a Relaxação Lagrangeana/Surrogate, este último proposto por NARCISO e LORENA (1999), para resolver o problema das  $p$ -medianas onde cada uma delas apresenta

restrições de capacidade. Os métodos heurísticos para o modelo das p-medianas não capacitado têm uma vantagem prática decorrente de sua programação mais simples, intuitiva e artesanal, podendo incorporar preferências, como o efeito de uma localização nova e a manutenção de uma localização específica, contrastando com o método exato, que produz uma solução única e ótima, sem outros qualitativos (BARCELOS, 2004).

#### 4.5.2 Determinação de caminhos mínimos entre nós de um grafo

Dado um grafo  $G = (V, A)$ , com arestas valoradas e dois vértices  $u, v \in V$ . O objetivo é encontrar um caminho mínimo de  $u$ , para  $v$ , isto é, encontrar um caminho cuja a soma dos pesos das arestas é mínimo. Denota-se por  $d(u, v)$  o valor da soma dos pesos das arestas de um caminho de peso mínimo de  $u$ , para  $v$ , sendo  $d(u, v) = \infty$  se não existe caminho entre os vértices.

Na literatura podemos encontrados vários algoritmos para a determinação do caminho mínimo entre dois vértices. O problema de encontrar caminho mínimo em um grafo pode sofrer variações. Os principais problemas são: problema de caminho mínimo com uma única origem: dado um grafo  $G = (V, A)$ , encontrar um caminho mais curto desde um determinado vértice de origem  $s \in V$  até todo vértice  $v \in V$ . Problema de caminho mínimo com única origem e único destino: encontrar um caminho mais curto entre dois vértices. Problema de caminho mínimo entre todos os pares: encontrar um caminho mais curto entre  $u$  e  $v$ , para todo  $u, v \in V$  (BOAVENTURA NETTO, 2003).

NUNES (1998) formula o problema de caminhos mínimos com as equações a seguir. Considere uma rede que contém  $n$  nós. Seja  $c_{ij}$  o comprimento do arco  $(i, j)$ . A variável de decisão é  $x_{ij}$  tal que  $x_{ij} = 1$  se o arco  $(i, j)$  está na rota mínima procurada e  $x_{ij} = 0$  caso contrário. Para determinar a rota mínima que inicia no nó 1 e termina no nó  $n$ , temos:

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij} \quad (29)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n x_{ik} = \sum_{j=1}^n x_{kj}, \text{ para todos os nós intermediários } k = 2, \dots, n-1 \quad (30)$$

$$\sum_{j=1}^n x_{1j} = 1 \quad (31)$$

$$\sum_{i=1}^n x_{in} = 1 \quad (32)$$

$$x_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall i, j \quad (33)$$

A primeira restrição (30) garante a conservação do fluxo através do grafo. A segunda e terceira restrições representadas pelas equações (31) e (32) respectivamente, garantem que o percurso inicie no nó 1 e termine no nó n. Por fim a restrição (33) expressa a natureza binária das variáveis de decisão, indicando a existência ou não de fluxo em cada aresta.

Podem-se citar da literatura vários algoritmos para resolver este problema, dentre eles o algoritmo de Floyd, que será descrito a seguir (BOAVENTURA NETTO, 2003).

#### 4.5.2.1 Algoritmo de Floyd

Este algoritmo calcula a distância mínima entre todos os pares de vértice, na literatura é muito utilizado nos problemas de roteirização. O algoritmo de Floyd utiliza representação matricial e aceita valores negativos para as arestas. Inicialmente o algoritmo constrói uma matriz de custos  $c^o$ , onde os laços do grafo possuem custo zero e a não existência da aresta atribui-se o custo infinito. O algoritmo constrói sucessivamente n matrizes a partir de  $c^o$ , através de modificações efetuadas de acordo com a seguinte expressão:  $c_{ij}^k = \min\{c_{ij}^{k-1}, (c_{ik}^{k-1} + c_{kj}^{k-1})\}$ . O algoritmo de Floyd também utiliza uma outra matriz R, denominada de matriz de roteamento, que é uma matriz de índices que auxilia na construção do caminho mínimo entre dois vértices. O algoritmo é iterativo e inicia com a matriz  $C^o = [c^o_{ij}]$  dos comprimentos dos arcos associados a um grafo  $G(V,A)$  onde:

$$c_{ij}^o \begin{cases} 0 & \text{para todo } v_i, v_j \in V, \text{ com } i = j \\ \infty & \text{se } (v_i, v_j) \notin A \\ c_{ij} & \text{se } (v_i, v_j) \in A, \text{ onde } c_{ij} = \text{custo do arco } (i,j) \end{cases}$$

O método modifica sucessivamente esta matriz até que a matriz da mínima distância entre todos dos nós do grafo seja alcançada. A trajetória da rota mínima pode ser fornecida por uma matriz auxiliar, geralmente conhecida como matriz de roteamento.

Os passos do algoritmo são:

- P1: Faça  $k = 0$  e construa matrizes  $C^o = [c_{ij}^o]$  e  $\theta = [\theta_{ij}]$  sendo  $\theta_{ij} = x_i, \forall i, j$ ;  
 P2: Faça  $k = k + 1$ ;  
 P3: Para todo  $i \neq k$  tal que  $c_{ik}^{k-1} \neq \infty$  e  $j \neq k$  tal que  $c_{kj}^{k-1} \neq \infty$  faça:

$$c_{ij}^k = \min \left\{ c_{ij}^{k-1}, \left( c_{ik}^{k-1} + c_{kj}^{k-1} \right) \right\} \text{ e } \theta_{ij} = \begin{cases} \theta_{ij} \text{ se } \left( c_{ik}^{k-1} + c_{kj}^{k-1} \right) \geq c_{ij}^{k-1} \\ \theta_{kj} \text{ se } \left( c_{ik}^{k-1} + c_{kj}^{k-1} \right) < c_{ij}^{k-1} \end{cases}$$

- P4: Se  $k = n$  pare, caso contrário voltar a P2.

Como descrito em NUNES (1998), este algoritmo é de fácil implementação, com ordem de complexidade  $O(n^3)$ , e tem sido utilizado com sucesso em vários trabalhos. Não é possível haver cruzamento de itinerários devido a estrutura de árvores montada pelo algoritmo na busca dos caminhos mínimos.

## 5. Modelagem do Problema

### 5.1 Introdução

A metodologia proposta para otimização da localização de uma plataforma de produção utiliza a teoria de grafos associada ao cálculo de gradiente de pressão em escoamento multifásico de fluidos e a condições de reservatório. Nesta proposta, a plataforma não apresenta restrição de capacidade, é interligada a poços satélites produtores e injetores e não há utilização de manifolds.

A teoria dos grafos permite a representação de superfícies em elementos discretos através de redes formadas por vértices e arestas. É possível representar em um grafo a superfície do fundo do mar onde está o layout submarino a ser analisado. As posições de cada árvore de natal podem ser associadas a vértices do grafo, assim como as possíveis posições da UEP a ser instalada. As arestas representam as distâncias entre os vértices do grafo. Desta forma, os algoritmos de determinação de caminhos mínimos aplicáveis aos grafos podem definir as menores distâncias entre um vértice e todos os demais no grafo que representa o leito marinho.

A posição da plataforma pode ser representada por um dos vértices pertencentes ao conjunto de suas possíveis localizações. As coordenadas das árvores de natal devem ser previamente definidas para posteriormente serem representadas por vértices no grafo. As distâncias entre uma possível posição da plataforma e os vértices que representam as localizações das ANM são associadas a comprimentos de linhas de produção e *risers*.

Desta forma, como já descrito neste trabalho, está associado a cada possível posição da plataforma um valor de vazão total dos poços e de custo total de tubulações. As vazões dos poços não têm caráter permanente, são alteradas ao longo do tempo de produção, conforme mudam as condições de reservatório. O cálculo de vazões é realizado com o uso das correlações para gradiente de pressão em fluxos multifásicos, correlações *black oil* e características de reservatório variáveis em função do tempo.

É necessário avaliar dentre as possibilidades de localização a mais lucrativa para definir o posicionamento da UEP considerando o custo das linhas e a distribuição de vazões dos poços ao longo do tempo. A lucratividade de cada local candidato à instalação de uma plataforma é obtida pelo cálculo do valor presente líquido envolvendo as receitas, os custos fixos e variáveis e o investimento nas linhas de produção, “risers” e plataforma. Então, todas as possíveis posições para a instalação de uma plataforma são

avaliadas e classificadas segundo o critério de maximização do VPL. Pode ser possível estabelecer uma região ótima onde haver proximidade entre os melhores resultados.

É possível comparar os resultados obtidos pelo critério da maximização do VPL, adotado neste trabalho, com o critério da minimização dos investimentos, adotado em diversos outros trabalhos. Para isto deve ser solucionado um problema de  $p$ -medianas, onde  $p = 1$ , no grafo que representa a superfície do fundo do mar.

A complexidade do modelo é  $O(kn + n^3)$  determinada pelas rotinas do software simulador de fluxos multifásicos Marlim e pelo algoritmo de Floyd para obtenção de caminhos mínimos no grafo representativo da superfície do fundo do mar. O software Marlim é polinomial e sua complexidade é  $O(kn)$ , onde  $(k)$  é o número de vezes que suas rotinas são processadas para cada vértice associado a uma possível posição da plataforma. O algoritmo de Floyd também é polinomial,  $O(n^3)$  e é executado uma única vez. No entanto, torna-se difícil estabelecer a complexidade do problema em maior detalhe, inclusive pelo uso de um programa auxiliar que evita a repetição de cálculos no Marlim. Pode-se ter uma idéia do esforço computacional relativo das duas etapas (Floyd e Marlim) ao se observar que os tempos típicos para ambos com um grafo possuindo 225 vértices são, respectivamente, de alguns segundos e de 16 horas (nestas se incluindo todas as atividades de manejo de arquivos exigidas pelo Marlim).

Portanto, a modelagem do problema é composta de quatro partes principais: a representação da superfície do fundo do mar em um grafo; a geração da matriz de distâncias deste grafo; o cálculo das vazões de óleo ao longo do tempo para cada possível posição da plataforma e o cálculo do VPL associado a estas posições.

## **5.2 Representação da superfície do fundo do mar em um grafo.**

A superfície do fundo do mar é representada como um grafo onde os vértices são posições no leito marinho e as arestas são as distâncias entre os vértices. Dados de batimetria fornecem informações do relevo submarino que são utilizadas na elaboração do grafo, definindo as posições dos vértices e o traçado das arestas. A representação será tão mais precisa quanto maior for o número de vértices e arestas do grafo.

Parte destes vértices são utilizados para caracterizar variação de profundidade e acidentes no relevo submarino. Outros vértices caracterizam a posição das árvores de natal dos poços e devem, portanto, se aproximar ao máximo das coordenadas reais das árvores dos poços do campo em estudo. As linhas de produção e injeção de água são representadas por itinerários entre os vértices das ANM e o vértice da plataforma. Desta

forma obtêm-se o comprimento das linhas pela soma do valor das arestas de cada itinerário.

A figura 29 ilustra como a superfície do fundo do mar pode ser representada por um grafo. A representação pode ser feita de diferentes maneiras, combinando vértices e arestas de acordo com a necessidade de maior ou menor grau de aproximação à realidade. Nota-se na figura 29 que os vértices 17, 18 e 19 estão em uma profundidade menor e os vértices 51, 52 e 53 em uma profundidade maior.

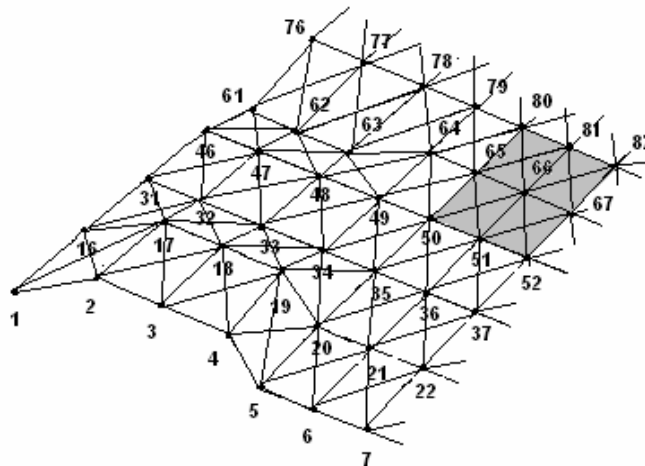


Figura 29. Representação de uma superfície com um grafo.

Muitas vezes há restrições ambientais ou de segurança à instalação de linhas e à localização de plataformas, chamados de obstáculos submarinos. A representação no grafo deve considerar tais restrições. Na representação ilustrada na figura 29 os vértices 50, 51, 52, 55, 56, 57, 70, 71, e 72 estão inibidos a localização de plataformas e a itinerários de traçado de linhas.

### 5.3 Matriz de distâncias

É necessário determinar as menores distâncias entre cada par de vértices do grafo. A distância deve ser a mínima dentre todos os possíveis caminhos entre um vértice que representa a posição de uma ANM e outro que representa a posição de uma UEP. Desta forma minimiza-se o investimento em linhas de produção garantindo o menor comprimento de tubulação entre um poço e a plataforma.

Uma das formas de obter estas distâncias é através do algoritmo de Floyd, descrito em BOAVENTURA NETTO (2003), que é matricial e permite a obtenção das menores distâncias entre todos os pares de vértices de um grafo, determinando a matriz

de distâncias mínimas. Este mesmo algoritmo, além da matriz de distâncias, gera uma matriz de roteamento, definindo os itinerários relativos aos menores caminhos entre os pares de vértices.

Os vértices inibidos que representam obstáculos submarinos têm as arestas entre os vértices adjacentes com um valor de distância significativamente alta, como por exemplo,  $10^6$ . Deste modo, os vértices inibidos sempre estarão fora dos itinerários relativos às menores distâncias.

Observa-se na prática que em vários desenhos de layout submarinos há pequenas distâncias entre duas linhas de produção ou injeção paralelas ligando poços próximos entre si à plataforma. Os traçados das linhas de diferentes poços podem compartilhar os vértices de seus itinerários. O algoritmo adotado para definição dos caminhos mínimos não permite o cruzamento de linhas, que não deve ocorrer no layout de modo a evitar problemas operacionais.

Neste modelo a plataforma pode situar-se em um mesmo vértice que representa a cabeça de um poço. É uma aproximação onde é desconsiderado o raio mínimo de afastamento de uma plataforma flutuante em relação aos poços.

Assume-se que o riser forma um ângulo reto com a linha, sem estar em catenária livre como outra aproximação desta metodologia para o cálculo das distâncias correspondentes aos comprimentos de tubulações.

Através da matriz de distâncias é possível obter a mediana do grafo, o vértice que apresenta o custo mínimo de interligação a todos os demais. É a solução para o problema de localização da plataforma considerado a minimização dos custos de investimento. Esta solução é comparada a definida pelo critério da maximização do VPL.

#### **5.4 Cálculo das vazões de óleo ao longo do tempo correspondentes as possíveis posições da plataforma**

A vazão dos poços é obtida através dos cálculos para a definição do gradiente de pressão em fluxo multifásico, utilizando as correlações *black oil* para a determinação das propriedades dos fluidos. Neste problema de valor inicial devem ser conhecidas previamente a pressão na superfície, a pressão no reservatório e a curva de IPR. A vazão calculada é a vazão de equilíbrio, resultante da interseção entre a curva de pressão disponível, a IPR, e a curva de pressão necessária gerada pela equação do gradiente de



pressão. Devem ser calculadas as vazões médias anuais de óleo de cada poço em todas as possíveis posições em que a plataforma possa ser instalada.

A pressão na superfície é a pressão de fluxo na chegada do líquido à plataforma. Usualmente a pressão de superfície tem valores em torno de 15 kgf/cm<sup>2</sup>.

Cada poço em um campo apresenta diferentes pressões de reservatório pois são perfurados em regiões diferentes da rocha porosa, atingem profundidades diferentes em um mesmo reservatório, ou ainda podem ser perfurados em reservatórios distintos. Na metodologia proposta neste trabalho, considera-se que a pressão de reservatório de cada poço, uma vez definida, se mantém constante ao longo de toda vida produtiva do campo. Esta aproximação se fundamenta na aplicação de um sistema plenamente eficiente de injeção de água no reservatório desde o início da produção. Desta forma, a manutenção da pressão original pode ser obtida com o gerenciamento do balanço de massas do reservatório, considerado equilibrado e constante. Neste modelo, o mecanismo de produção adotado é o de gás em solução, admitindo-se que o reservatório sujeito a injeção de água produz fluidos no regime permanente.

Ao longo do tempo de produção de um campo, água injetada no reservatório migra da região dos poços injetores e chega aos produtores. Outra fonte de água produzida pode ser a presença de um aquífero suficientemente grande no reservatório. Assim, neste trabalho, a fração de água produzida aumenta ao longo do tempo de produção. Para o cálculo da vazão de óleo em um poço ao longo do tempo é necessário definir a evolução da fração de água produzida. Esta informação pode ser obtida através de uma curva de fração de água x tempo, elaborada por simuladores computacionais de reservatórios. Entretanto, estes simuladores traçam estas curvas para uma determinada posição da plataforma, que está associada a certo volume de fluidos produzidos pelo reservatório, através do conjunto de poços do campo. Para outras posições da plataforma, outros volumes são produzidos pelo reservatório, determinando diferentes curvas de fração de água x tempo. Percebe-se que a cada possível posição da UEP no grafo é necessário determinar estas curvas, o que pode tornar a obtenção da solução do problema bastante trabalhosa. Neste trabalho, como uma aproximação, propõe-se para cada poço utilizar uma curva estimada de fração de água x tempo de produção independente da posição da plataforma. pois não é considerada simulação computacional de fluxos no reservatório.

O aumento do volume de óleo produzido devido ao deslocamento de óleo pela água no reservatório não são caracterizados neste trabalho. Da mesma forma, não é

considerada a influência da injeção de água na permeabilidade relativa ao líquido no meio poroso, com conseqüente alteração do valor do índice de produtividade (equação 3). Estes aspectos necessitam de um aprofundado estudo de fluxos no reservatório considerado, que está além do escopo deste estudo.

Na metodologia proposta, a curva de IPR de cada poço pode ser considerada constante. A equação (3) define o valor do IP para poços em reservatórios produzindo no regime permanente. Os parâmetros de viscosidade ( $\mu$ ) e fator volume de formação ( $\beta$ ) variam, em grande parte, em função da pressão e temperatura. A pressão do reservatório em torno do poço, devido a produção em regime permanente, é considerada constante e assume-se que a temperatura é também invariável pois é mantida pela Terra. O termo  $\ln(r_e/r_w)$ , relativo ao raio de drenagem dos poços, é constante no regime permanente. A variação deste parâmetro implica variação na pressão em vários pontos no reservatório, o que não ocorre no regime permanente. A espessura porosa do reservatório ( $h$ ) não varia sob qualquer condição pois é função da formação geológica. A permeabilidade relativa ao líquido ( $K$ ) varia, em grande parte, em função da pressão no reservatório. Com a queda de pressão as partes mais leves do óleo gaseificam-se formando duas fases no meio poroso. Assim, se uma quantidade suficiente de gás for liberada pelo óleo, o gás ocupará no reservatório os espaços porosos anteriormente preenchidos pelo líquido, reduzindo a permeabilidade relativa ao líquido e aumentando a permeabilidade relativa ao gás. Neste modelo simplifica-se este aspecto pois se a pressão é mantida constante não há alteração na fração gás ou líquido no reservatório. Com estas premissas incorporadas ao modelo, assume-se que o valor do IP de cada poço é constante ao longo da vida produtiva do campo.

O gradiente de temperatura é calculado através da equação de ALVES et al. (1992) que dispõe de diferentes modelos de troca térmica para o poço e para a linha e considera os efeitos de expansão do gás como conseqüência da queda de pressão ao longo do escoamento.

Então, com base em todas essas premissas calcula-se para cada possível posição da plataforma no grafo vazões médias anuais de óleo para os anos de produção, considerando variação média anual da fração de água produzida pelos poços.

As correlações de cálculo do gradiente de pressão em fluxo multifásico, de cálculo de propriedades dos fluidos *black oil* e as equações para cálculo do gradiente de temperatura estão disponíveis no software utilizado neste trabalho, o simulador de fluxo multifásico Marlim. Como dados de entrada para o cálculo de vazão de cada poço, nas

diferentes posições da plataforma e a cada ano é necessário informar a fração de água produzida, a pressão de reservatório, a pressão de superfície, a curva e o modelo da IPR, a geometria e características das tubulações do poço, da linha e do *riser*, a temperatura do reservatório e definir as correlações para o cálculo das propriedades dos fluidos.

Um programa em Pascal foi desenvolvido para a inserção dos dados a cada cálculo de vazão no Marlim de modo a otimizar esta rotina e organizar os resultados. Para cada cálculo de vazão nas possíveis posições da plataforma é feita uma comparação entre os dados de entrada. Se o cálculo de vazão de uma posição da plataforma tiver os mesmos dados de entrada de outra posição já calculada, repete-se o valor da vazão reduzindo o tempo de processamento computacional. Da mesma forma, se a vazão em uma posição foi nula com um valor de fração de água, para valores superiores de fração de água o cálculo não é realizado, assumindo o valor zero para a vazão.

O método de elevação artificial mais comum na Bacia de Campos, o *Gas Lift*, é considerado no modelo. Entretanto, a vazão ótima de injeção de gás não é definida. A elaboração de um algoritmo para determinar a vazão ótima para o *Gas Lift* a cada cálculo de vazão produzida utilizando o software Marlim está fora do escopo deste estudo.

### 5.5 Cálculo do valor presente líquido associado a cada posição da plataforma

O valor presente líquido é calculado como a diferença entre o valor presente das receitas e despesas operacionais, e o custo do desenvolvimento. Este representa os investimentos para viabilizar a produção de um campo de petróleo envolvendo custos de perfuração de poços, da plataforma, e de compra e instalação de linhas de produção e injeção em função da localização da plataforma. Na análise adotada nesta metodologia, a realização do investimento é feito de uma única vez, no presente. O investimento é definido como:

$$D_k = C_{PC} \cdot n_p + \left[ \sum_{j=1}^{n_p} d_{jk} + P_k \right] \cdot C_L + C_{UEP} \quad (34)$$

Onde:

$k$  = possíveis posições da plataforma;

$D_k$  = custo de desenvolvimento com a plataforma posicionada no vértice  $k$  do grafo;

$C_{PC}$  = custo de perfuração e completação de um poço produtor ou injetor;

$n_P$  = número total de poços, produtores e injetores;

$d_{jk}$  = distância do poço produtor ou injetor localizado no vértice j ao vértice k, onde está a plataforma;

$P_k$  = profundidade do vértice k em relação ao nível do mar;

$C_L$  = custo de linha de produção, injeção e riser por metro;

$C_{UEP}$  = custo da plataforma, a unidade estacionária de produção.

Por simplificação, é admitido que o custo linear das linhas de produção, injeção e risers são iguais. Outra simplificação considerada assume que o custo de perfuração de um poço tem único valor para poços produtores e injetores, que não depende de suas características tais como a profundidade, dos equipamentos necessários a perfuração e das dificuldades operacionais. Mais uma aproximação deste modelo é referente ao custo da UEP, fixo em um valor, sem variação em função da profundidade e da vazão de líquido e gás a ser processada. É importante lembrar que nesta metodologia a plataforma empregada não tem restrições de capacidade de processamento e de número de poços conectados.

A receita é função do volume produzido e do preço de venda do barril de petróleo em um período de tempo. As despesas envolvem custos fixos, variáveis e a tributação. O valor presente de cada possível posição da plataforma, considerando a diferença receita menos despesas e descontando-se o custo de investimentos é definido como:

$$VP_K = \sum_{t=1}^T \left[ \left( \bar{Q}_t \cdot 365 \cdot V_t \cdot (1 - I) \right) - \left( C_{MP} \cdot n_P + C_V \cdot \bar{Q}_t \cdot 365 \right) \right] e^{-i \cdot t} - D_k \quad (35)$$

Onde:

$k$  = possíveis posições da plataforma;

$VP_K$  = valor presente de receitas menos despesas com a UEP posicionada no vértice k;

$\bar{Q}_t$  = média anual da vazão de óleo no ano t;

$V_t$  = preço de venda do barril de petróleo no ano t;

$I$  = percentual de impostos sobre a receita;

$C_{MP}$  = custo anual de manutenção de poços produtores e injetores;

$C_V$  = custo variável;

$n_P$  = total de número de poços, produtores e injetores;

$i$  = taxa de atratividade;

$t$  = tempo em anos;

$T$  = tempo total de produção do campo;

$D_k$  = custo de desenvolvimento com a plataforma posicionada no vértice  $k$  do grafo.

É feita uma classificação para selecionar os vértices que possuem valores mais altos representando as posições mais vantajosas à instalação de uma plataforma.

Resumidamente, a metodologia pode ser descrita nos seguintes passos:

1. Representação da superfície do fundo do mar por um grafo, incluindo obstáculos;
2. Geração da matriz de caminhos mínimos por meio de um algoritmo;
3. Obtenção dos dados de poços produtores, fluidos, reservatório, tubulações como condições de contorno;
4. Cálculo das vazões médias anuais de óleo para cada possível posição da plataforma utilizando correlações de fluxo multifásico e *black oil*, considerando variação da fração de água em cada poço ao longo do tempo;
5. Cálculo do custo de linhas e *risers* (produção e injeção) para cada possível posição da plataforma;
6. Cálculo do valor presente líquido associado a cada possível posição da plataforma;
7. Definição da região de máximo VPL e a região de mínimo custo de linhas e *risers*.

## 6. Problema Exemplo

### 6.1 Descrição do problema

Um problema exemplo é desenvolvido tendo como base um cenário com um campo de petróleo típico da Bacia de Campos. O objetivo é localizar uma plataforma de produção flutuante interligada a poços satélites. São consideradas características do sistema marítimo de produção, reservatório, geometria de poços e propriedade de fluidos.

A superfície do fundo do mar que representa a região do exemplo é representada por uma rede cartesiana de 15 x 15 vértices, gerando um grafo com 225 vértices, sem a inclusão de obstáculos submarinos. Na figura 30 ilustra-se o grafo utilizado.

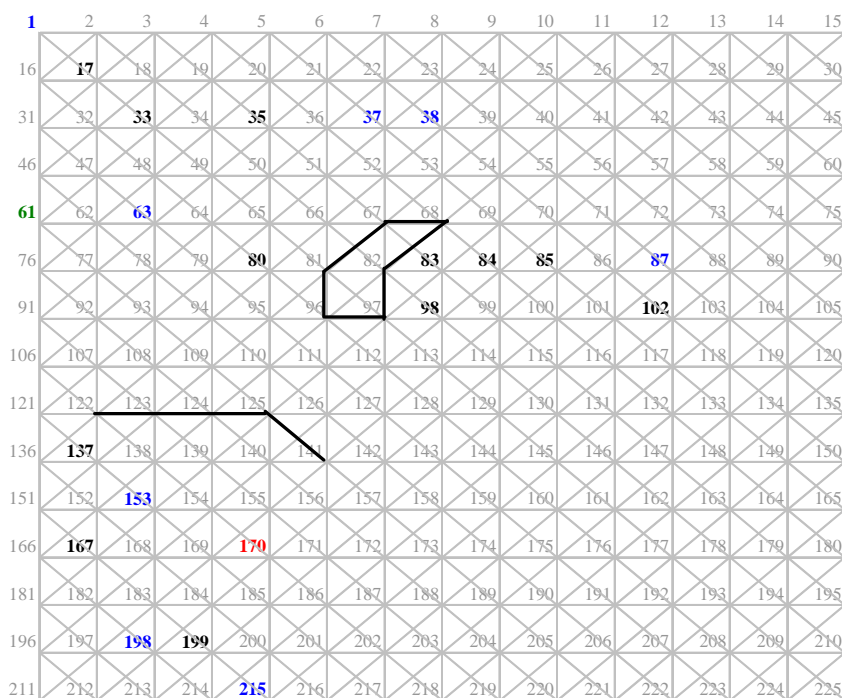


Figura 30. Grafo que representa o fundo do mar.

Os vértices 122, 123, 124, 125, 141 representam um obstáculo submarino, assim como os vértices 67, 68, 81, 82, 96 e 97. Todas as arestas incidentes a estes vértices têm o valor de  $10^6$  m.

A variação de profundidade não foi considerada no grafo, mantendo constante o valor de 1000 m para as arestas paralelas aos eixos cartesianos, desde os mais próximos ao continente até os mais distantes. O valor de 1414,2 m é estabelecido para as arestas que formam as diagonais.

O valor de 1000 m entre vértices deveria aumentar em função do incremento de profundidade, pois deve representar a distância entre pontos no fundo do mar em vez da projeção horizontal desta distância. Essa simplificação deve-se ao pequeno ganho de profundidade, cerca de 2° a 5°, observada na Bacia de Campos em águas com profundidade até 1200 m para uma área de 15 km<sup>2</sup> formada pela rede cartesiana. Como aproximação foi considerada a profundidade de 1100 m para todas as possíveis posições da plataforma e para todas as árvores de natal dos poços. Um programa em Pascal foi desenvolvido para gerar grafos com as características apropriadas a este estudo.

No exemplo são caracterizadas no software Marlim linhas de produção flexíveis com 6" de diâmetro com coeficiente de troca de calor TEC (*Thermal Exchange Coefficient*) de 10 W /m K. Os poços produtores são horizontais, de completação molhada e com colunas de produção de 5,5" de diâmetro. Por simplificação, as linhas e poços do sistema de injeção têm as mesmas características que o sistema de produção.

O reservatório é compartimentado em três blocos com pouca ou nenhuma conectividade hidráulica. Esta característica confere aos blocos diferentes propriedades físicas dos fluidos, valores de pressão de reservatório e pressão de saturação. Como simplificação, foi adotada a temperatura de 65 °C no fundo do poço para os três blocos do reservatório.

Os blocos apresentam mesma profundidade em relação ao nível do mar, permitindo geometrias iguais para os poços produtores. A figura 31 ilustra alguns elementos do exemplo.

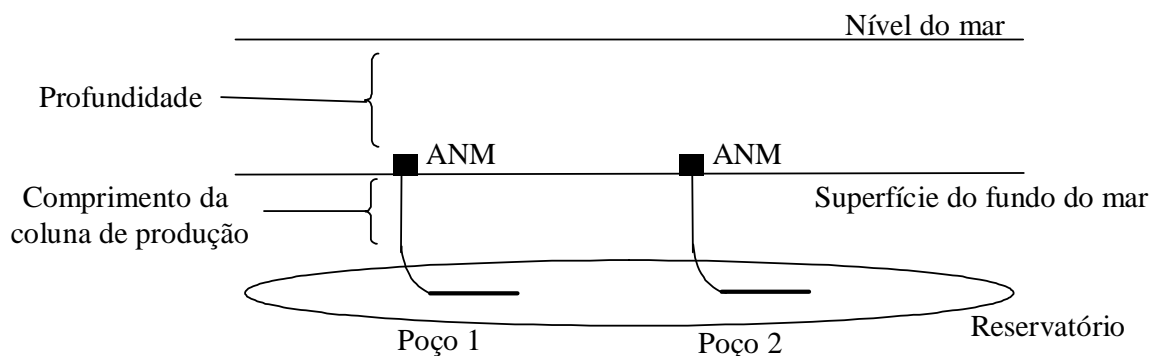


Figura 31. Alguns elementos do problema exemplo.

Nenhum critério foi adotado na escolha dos vértices que representam poços produtores e injetores. Entretanto, procurou-se manter próximos os poços pertencentes a um mesmo bloco no reservatório. A definição da quantidade de poços é coerente com o

observado em projetos atuais de desenvolvimento de campos em águas profundas na Bacia de Campos. É definido um local de exportação de óleo a um oleoduto, navio tanque (FSO) ou aliviador.

São solucionados dois casos, variando apenas os valores de IP dos poços. O primeiro caso apresenta valores de IP menores que o segundo caso. Os outros dados de reservatório e dos poços produtores são os mesmos em ambos os casos e alguns deles estão ilustrados na tabela 1.

Tabela 1. Alguns dados de reservatório e dos poços produtores.

Poços Produtores	Vértice	Bloco	Razão Gás/Óleo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Grau API	Índice de Produtividade CASO 01 (m <sup>3</sup> /d / kgf/cm <sup>2</sup> )	Índice de Produtividade CASO 02 (m <sup>3</sup> /d / kgf/cm <sup>2</sup> )	Pressão do Reservatório (kgf/cm <sup>2</sup> )	Pressão de Saturação (kgf/cm <sup>2</sup> )	Comprimento da coluna de produção (m)	Profundidade (m)
Poço 1	35	1	130	23	20	100	285	260	1300	1100
Poço 2	102	1	130	23	20	100	285	260	1300	1100
Poço 3	85	1	130	23	20	100	285	260	1300	1100
Poço 4	83	1	130	23	20	100	285	260	1300	1100
Poço 5	98	1	130	23	20	100	285	260	1300	1100
Poço 6	84	1	130	23	20	100	285	260	1300	1100
Poço 7	80	2	100	24	30	80	300	260	1300	1100
Poço 8	17	2	100	24	30	80	300	260	1300	1100
Poço 9	33	2	100	24	30	80	300	260	1300	1100
Poço 10	137	3	110	22	50	130	280	280	1300	1100
Poço 11	199	3	110	22	50	130	280	280	1300	1100
Poço 12	170	3	110	22	50	130	280	280	1300	1100
Poço 13	167	3	110	22	50	130	280	280	1300	1100

Como descrito no capítulo 5, o sistema de injeção de água tem como efeito a manutenção da pressão do reservatório próxima a valores originais, assumido como constantes. No mesmo capítulo também foi exposto que o efeito do deslocamento do óleo pela água no meio poroso não é modelado.

A pressão estática é superior a pressão de saturação nos três blocos e, deste modo, não há gás livre no reservatório. O índice de produtividade não varia ao longo do tempo devido aos aspectos expostos no capítulo 5. A localização dos poços injetores e do local do ponto de exportação de óleo no grafo é mostrada na tabela 2.

Tabela 2. Vértices relativos a poços injetores e ao ponto de exportação.

	Injetor A	Injetor B	Injetor C	Injetor D	Injetor E	Injetor F	Injetor G	Injetor H	Exportação
Vértice	1	153	63	198	215	87	37	38	61

São utilizadas no software Marlim a correlação de Beggs e Brill com correção de Palmer para o cálculo de gradiente de pressão no fluxo multifásico, descrita em



MINAMI (2004). Esta correlação foi escolhida devido a aplicabilidade a fluxos verticais, inclinados e horizontais. A pressão de fluxo na chegada à plataforma é fixa no valor de 15 kgf/cm<sup>2</sup>. A viscosidade, razão de solubilidade e fator volume formação são calculadas no software Marlim através das correlações de Glaso, disponíveis em VEROTTI FILHO (2004). Considera-se, por simplificação, que o óleo não forma emulsão. A densidade do gás e da água produzidos é 0,75 e 1,04 respectivamente, típicos valores da Bacia de Campos.

No exemplo é considerada injeção de gás como método de elevação artificial Gas lift na vazão de 150.000 m<sup>3</sup>/d. Esta vazão é constante para todos os poços e no tempo de produção.

A fração de água no líquido produzido pelos poços varia ao longo do volume de óleo produzido. Como neste modelo não há simulação de fluxo em reservatórios, a fração de água será estimada em função do tempo de produção de cada bloco do reservatório. A variação segue incrementos exponenciais segundo a equação (36), que descreve curvas semelhantes às observadas em muitos poços de águas profundas da Bacia de Campos.

$$BSW = 100 - 100 \cdot e^{-a \cdot t} \quad (36)$$

Onde:

$BSW$  = fração de água, do inglês *basic water and sediments*;

$a$  = taxa de incremento anual de fração de água

$t$  = tempo em anos

No bloco 1 a taxa de incremento adotada é de 12% a partir do segundo ano; no bloco 2 é de 15 % a partir do terceiro ano e no bloco 3 é de 10 % a partir do segundo ano. Para este exemplo são considerados vinte anos de produção, tempo geralmente empregado na Bacia de Campos nos contratos de concessão da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Na figura 32 estão os valores de fração de água, utilizados no estudo gerados pela equação (36).

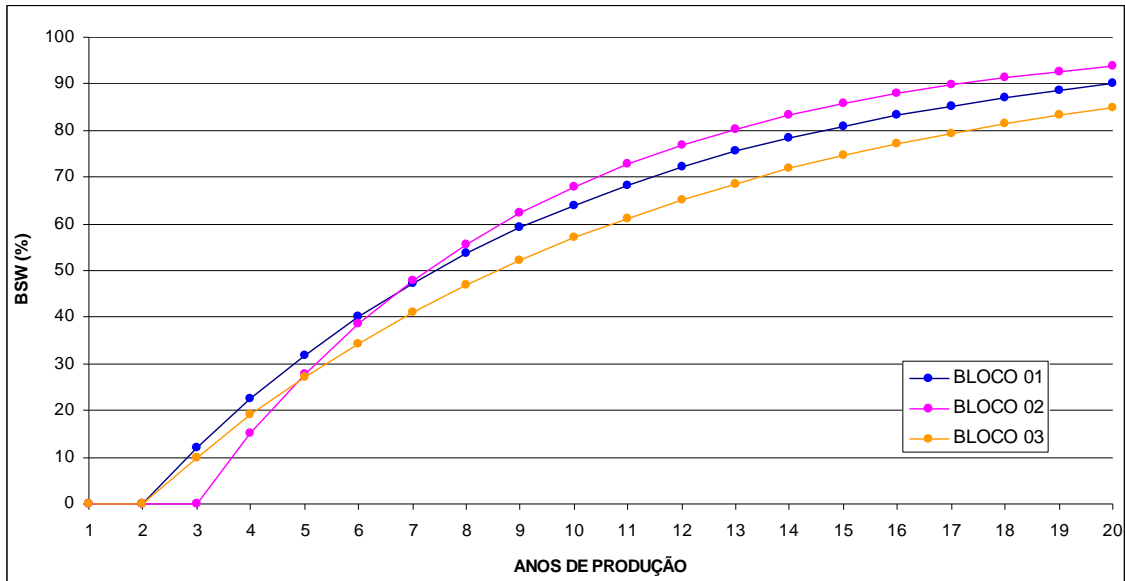


Figura 32. Frações de água por ano e por bloco.

O cálculo do valor presente líquido utiliza os parâmetros da tabela 2, com valores típicos de operações em águas profundas na Bacia de Campos.

Tabela 2. Parâmetros para cálculo do valor presente líquido.

INVESTIMENTOS		
Linha flexível 6" de diâmetro, TEC 10 e instalação submarina	1.500	US\$/m
Plataforma	800.000.000	US\$
Perfuração e completação de um poço	30.000.000	US\$/poço
Comprimento dos risers	1.100	m
Número total de poços produtores e injetores	22	poços
CUSTOS DE OPERAÇÃO		
Impostos	35%	sobre a receita
Custo de manutenção de um poço	350.000	US\$/ano
Custo variável	10	US\$/bbl
RECEITA		
Preço de venda do barril	25	US\$
Taxa de atratividade	10%	ano

## 6.2 Resultados obtidos

O estudo, exemplificado neste trabalho, analisou os dois critérios previamente descritos na abordagem do problema: a melhor localização segundo a maximização do valor presente líquido e aquela que leva a minimização dos custos de desenvolvimento.

### Primeiro caso – poços com menores valores de IP

Para o primeiro caso, de menores valores de IP, os resultados obtidos indicam que a solução que maximiza o VPL ocorre com a plataforma localizada no vértice 112, com o valor de US\$ 290.362.826,00 e custo de desenvolvimento de US\$ 1.695.108.635,00. A solução pela maximização do volume de óleo produzido ocorre com a plataforma localizada no vértice 170, com volume de 589,9 milhões de barris, VPL de US\$ 269.371.774,00 e custo de desenvolvimento de US\$ 1.739.656.385,00. A solução da minimização do investimento ocorre também com a plataforma localizada no vértice 112, com VPL no valor de US\$ 290.362.826,00 e custo de desenvolvimento de US\$ 1.695.108.635,00.

No caso de menores valores de IP, a distribuição do VPL nos vértices do grafo pode ser avaliada na figura 33 enquanto a distribuição do volume produzido é mostrada na figura 34 e os valores de investimentos estão na figura 35. Nestas figuras, devido a proximidade entre diversos valores obtidos, os vértices são agrupados por classes de valor gerando regiões de isoVPL na figura 33, isovolumes na figura 34 e de isocustos na figura 35. Considerou-se mais conveniente ilustrar a variação do custo de linhas em vez de ilustrar o custo total de desenvolvimento uma vez que somente este varia em função da posição da UEP. Uma tabela com todos os resultados é mostrada no anexo deste trabalho.

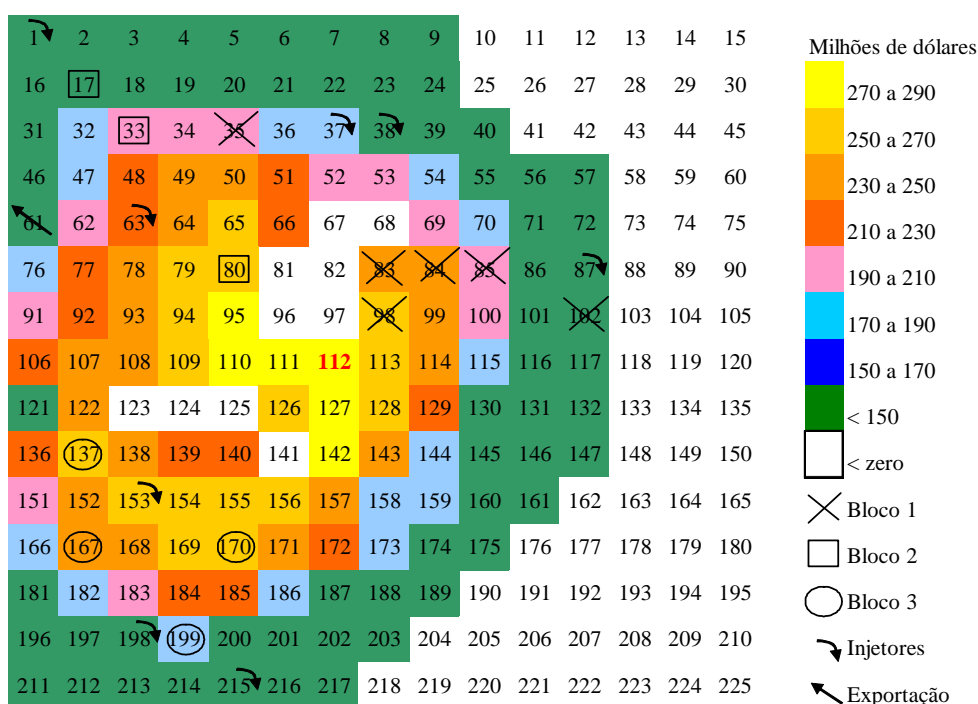


Figura 33. VPL de cada possível posição da plataforma, caso de menores valores de IP.

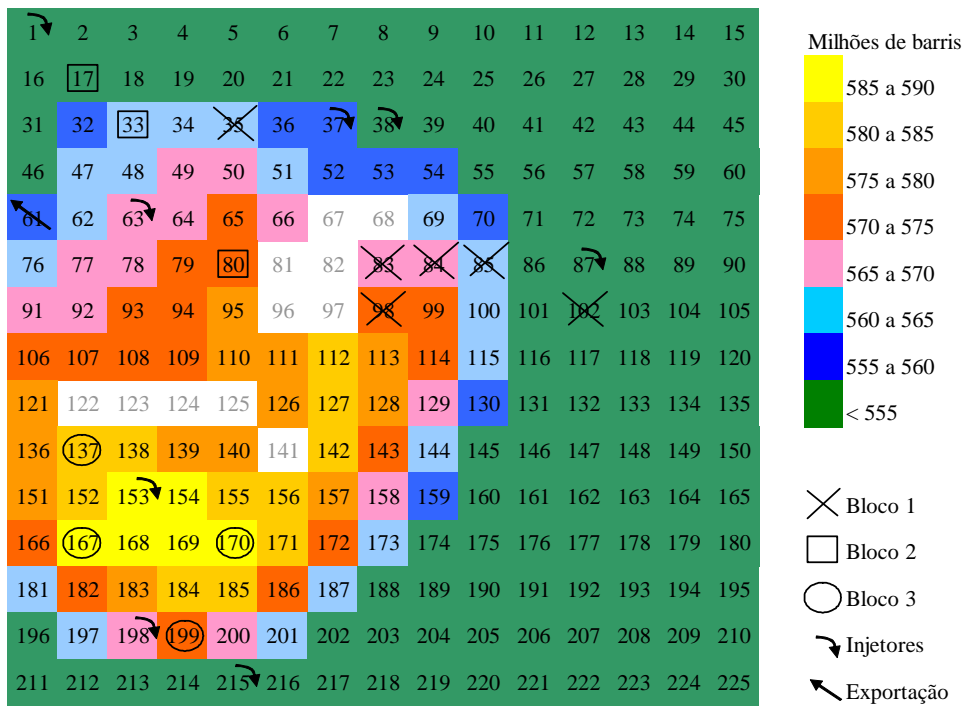


Figura 34. Volume de óleo produzido em cada possível posição da plataforma, caso de menores valores de IP.

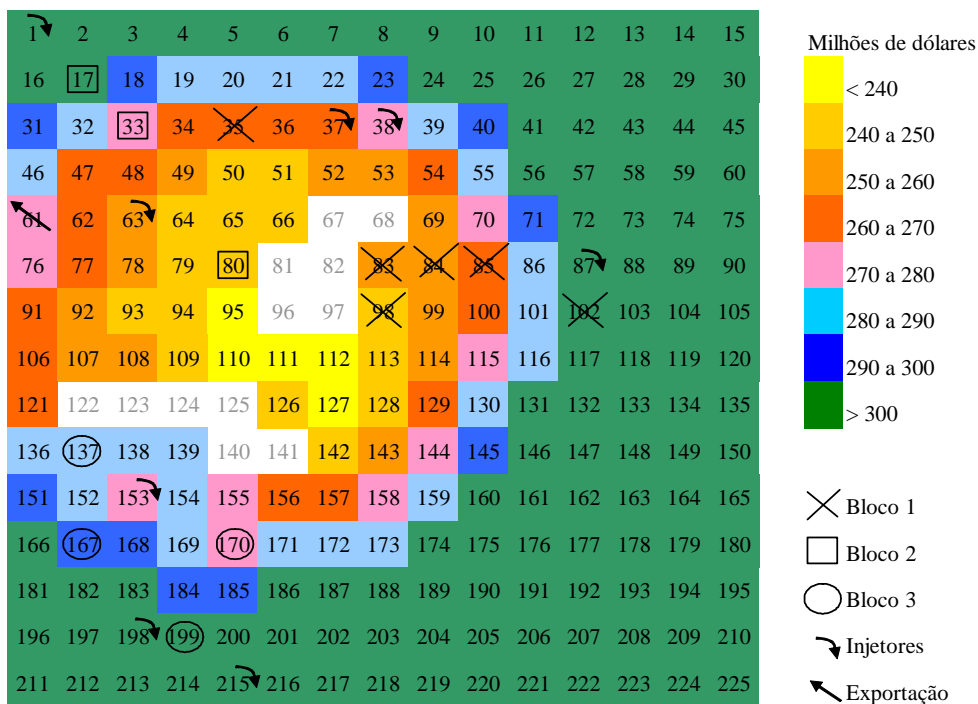


Figura 35. Custo de linhas relativos às possíveis localizações da plataforma.

Para o caso de menores valores de IP, o traçado das linhas de produção e injeção na abordagem da maximização do VPL e o traçado referente à minimização dos investimentos são os mesmos, mostrados na figura 36. Nesta figura os números dos



desenvolvimento de US\$ 1.695.108.635,00, mesmos valores obtidos no primeiro caso com valores de IP mais baixos.

Para menores valores de IP, a distribuição do VPL nos vértices do grafo pode ser avaliada na figura 37 enquanto a distribuição do volume produzido é mostrada na figura 38. Os valores de investimentos estão na figura 35, pois é a mesma solução do caso anterior. Nestas figuras, devido a proximidade entre diversos valores obtidos, os vértices são agrupados por classes de valor gerando regiões de isoVPL na figura 37, isovolumes na figura 38 e de isocustos na figura 35.

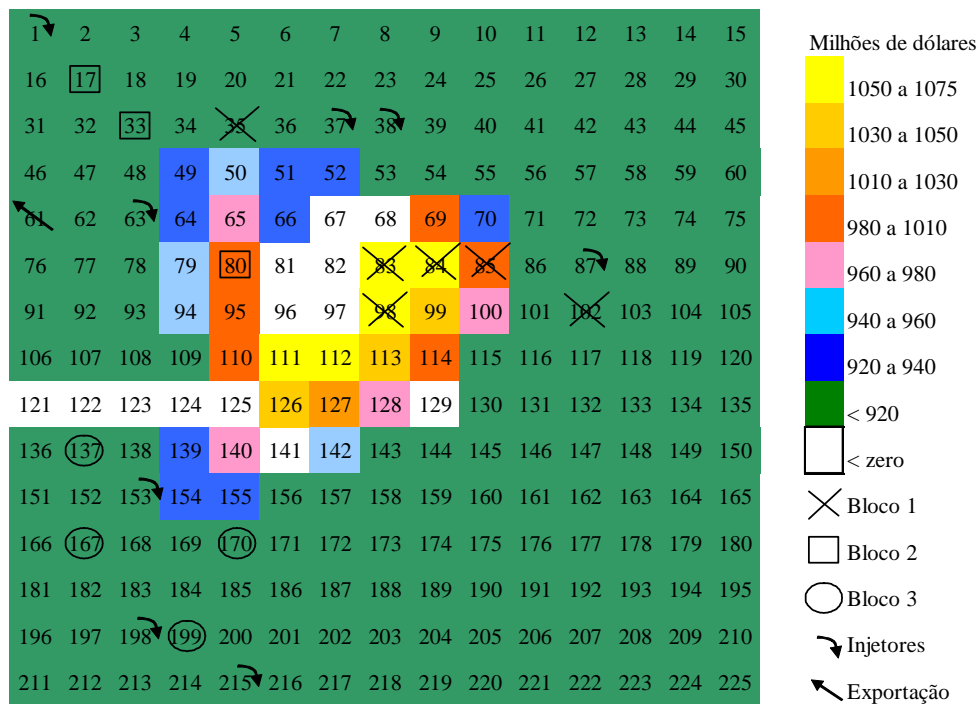


Figura 37. VPL de cada possível posição da plataforma, caso de maiores valores de IP.

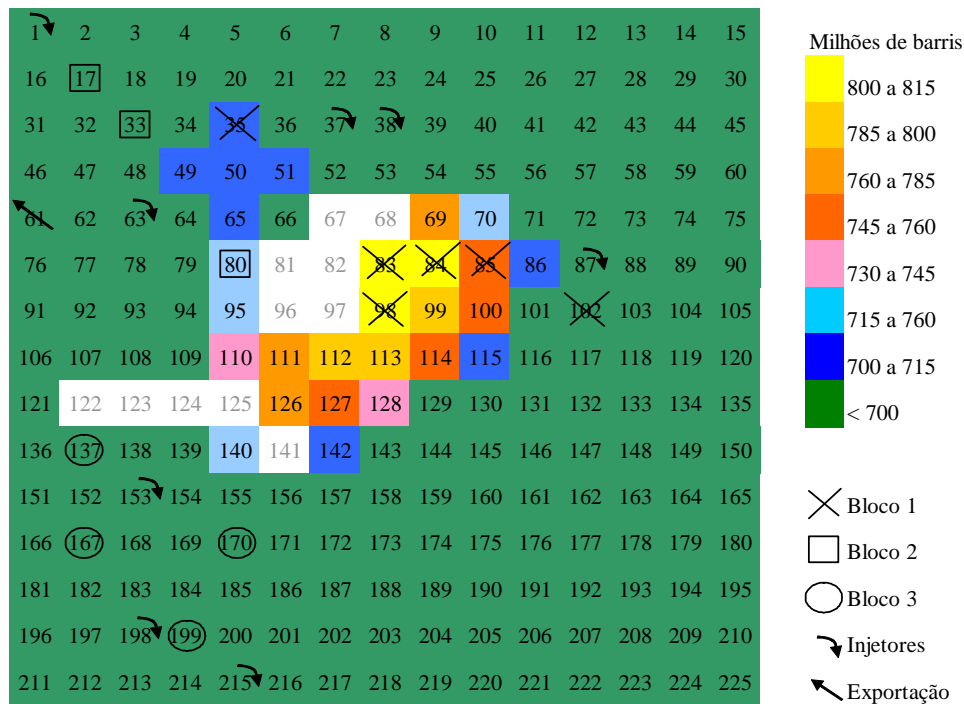


Figura 38. Volume de óleo produzido em cada possível posição da plataforma, caso de maiores valores de IP.

Para maiores valores de IP, os traçados das linhas de produção e injeção na abordagem da maximização do VPL são mostrados na figura 39. A abordagem da minimização dos investimentos tem o traçado mostrado na figura 36. Nestas figuras os números dos vértices em cor preta representam os poços produtores; os azuis, os poços injetores; o verde, o ponto de exportação e o vermelho, a localização da plataforma. As linhas verdes marcam as arestas que participam dos itinerários entre a plataforma e os poços, representando as linhas de produção e injeção.

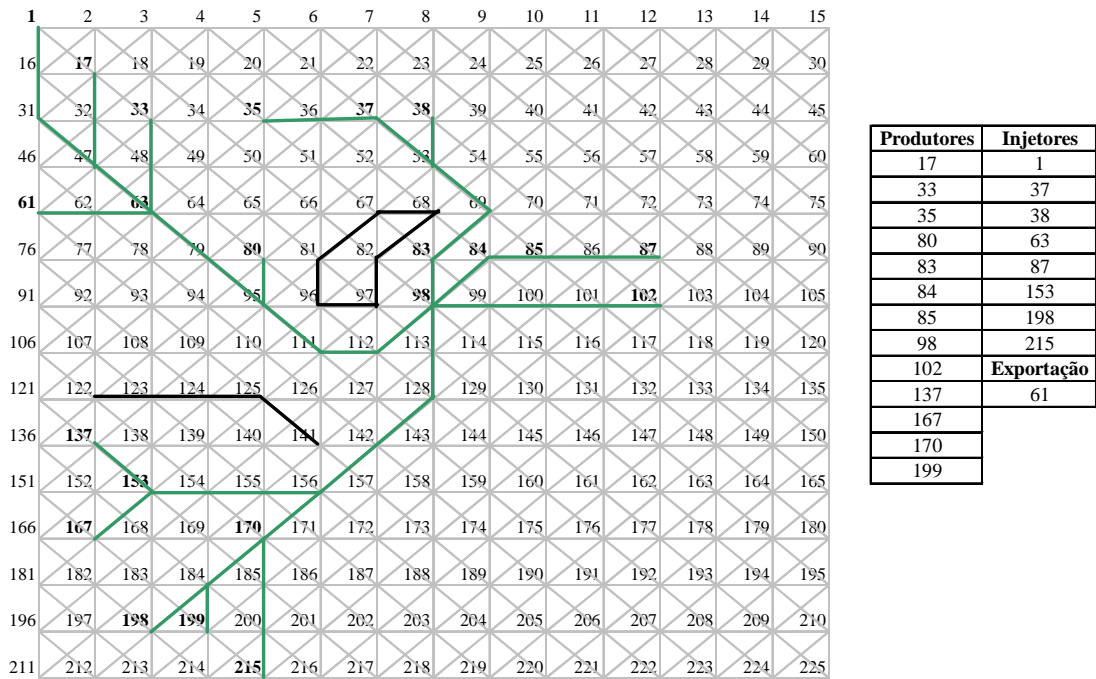


Figura 39. Traçados das linhas de produção e injeção segundo a localização pela maximização do VPL, para maiores valores de IP.

Os experimentos computacionais foram executados em um computador Intel Pentium 4 de 2.4 GHz, 512 MB de memória RAM e 80 GB de disco rígido e demandaram um tempo total de processamento de 32 horas, 16 horas para o caso de poços com menores valores de IP e 16 horas para o caso de poços com maiores valores de IP. Uma tabela com todos os resultados é mostrada no anexo deste trabalho.



## **7. Discussão dos resultados, conclusão e trabalhos futuros.**

A localização de plataformas de produção é um problema que envolve inúmeras variáveis e deve ter uma abordagem multidisciplinar no âmbito do estudo de fluxos multifásicos em tubulações, fluxo em meios porosos nos reservatórios e pesquisa operacional. Combinar estas diferentes áreas da engenharia em um único modelo torna este problema de localização com inúmeras variáveis e de difícil equacionamento.

A previsão da produção de cada poço, que compreende dentre outros aspectos a variação da fração de água ao longo do tempo, depende de análises baseadas em modelagem de fluxo nos reservatórios. A definição das características dos reservatórios é uma tarefa contínua, o conhecimento sobre as peculiaridades do fluxo de fluidos em diferentes meios porosos é adquirido a medida que poços são perfurados e se amplia com o tempo de produção do campo. Há grande dificuldade de modelagem do fluxo em meio poroso frente a heterogeneidade usualmente encontrada nos reservatórios, dificultando muitas vezes a previsão do comportamento das características de fluxo e dos fluidos.

A modelagem de fluxo multifásico nas tubulações utiliza correlações empíricas para o cálculo do gradiente de pressão e determinação das propriedades dos fluidos, ambos variáveis ao longo do escoamento. Tais correlações foram definidas com condições de contorno que quase sempre são diferentes das condições que estas correlações são utilizadas. Usualmente é preciso escolher quais das correlações calculam os valores de gradiente de pressão e das propriedades dos fluidos mais próximos aos valores medidos e realizar algum ajuste ao modelo para que represente o escoamento com erros bastante pequenos. Este problema de localização é aplicável à fase de projeto e desta forma não há medições das grandezas físicas no escoamento de fluidos, deixando os ajustes fora do modelo.

A representação da superfície do fundo do mar em um grafo será tão precisa quanto o número de vértices e arestas. Entretanto, neste modelo de busca exaustiva, o tempo computacional aumenta bastante se o número de possibilidades para a localização de uma plataforma for muito grande. Assim, é preciso definir o grafo de modo que a representação não se afaste da realidade e não proporcione longo tempo de processamento computacional.

A determinação do VPL correspondente a cada posição da plataforma está associada a incertezas além das referentes ao cálculo do gradiente de pressão em fluxo multifásico, as características de reservatório e a representação do fundo do mar. Não há controle total sobre a natureza estocástica dos custos de perfuração, é bastante difícil prever as condições econômicas futuras, prever também os valores de equipamentos e serviços, e prever até mesmo alterações na legislação relativa a esta atividade.

Considerando o difícil equacionamento inerente ao problema de localização de plataformas de produção, não é possível neste trabalho estabelecer uma analogia perfeita com as condições reais. Para a modelagem deste problema é necessário realizar várias aproximações. Uma solução ótima como resultado deste estudo não implica ter uma solução pronta para ser implantada nas condições reais. A aplicação desta metodologia fornece mais uma ferramenta de apoio à decisão as equipes envolvidas em projetos de desenvolvimento. A contribuição deste método proposto é permitir as equipes de projeto melhor visualização de como o VPL varia através das várias possíveis posições da plataforma.

Apesar das inevitáveis simplificações que devem ser feitas para representar um problema real através de equações, um modelo matemático pode ser considerado adequado se é capaz de prever com razoável precisão o efeito de mudanças no sistema em estudo. Sua análise e solução podem fornecer informações valiosas sobre a operação do sistema ou organização. Este trabalho, através da solução do problema exemplo, mostrou-se adequado ao estabelecer uma metodologia para localização de plataformas. Desta forma, considera-se que as aproximações adotadas não invalidam a metodologia.

No problema exemplo estudado, não há diferenças significativas entre as localizações com VPL de maior valor. Devido as usuais incertezas inerentes aos dados utilizados, podemos aproximá-las gerando uma área considerada ótima para a localização de uma UEP. Da mesma forma é possível agrupar os vértices com valores de custo de investimentos próximos entre si de modo a formar regiões de otimalidade.

No exemplo ilustrado neste trabalho, comparando os casos de poços com IP maiores e IP menores, a otimização por meio da maximização do VPL define diferentes posições para a plataforma. Para o caso de poços com menores valores de IP a solução ótima de maximização o VPL é a mesma da minimização do custo de linhas, com o menor custo

total de investimentos. Nestes poços, a queda de pressão derivada do escoamento nas tubulações tem menor influência no volume total produzido, e por consequência no VPL, devido aos menores valores de IP. Como exemplo, um poço do bloco 1 com IP de 20 (m<sup>3</sup>/d)/(kgf/cm<sup>2</sup>) tem sua vazão de líquido reduzida em 20 m<sup>3</sup>/d a cada 1 kgf/cm<sup>2</sup> de queda de pressão ao longo do escoamento. Assim, neste caso, a solução de maximização do volume produzido não corresponde a maximização do VPL devido a menor influência do comprimento das linhas na produção total.

Considerando o mesmo poço do bloco 1 com IP de 100 (m<sup>3</sup>/d)/(kgf/cm<sup>2</sup>), há uma queda de 100 m<sup>3</sup>/d para cada 1 kgf/cm<sup>2</sup> de queda de pressão ao longo do escoamento. Desta forma, para poços com IP elevado, a influência da localização da plataforma no volume produzido é maior, tendo maior impacto no VPL. Por este motivo, para os poços de maior IP no exemplo, a solução ótima de maximização do VPL na localização da plataforma é a da maximização de volume produzido.

No exemplo ilustrado neste trabalho, segundo as premissas adotadas, a otimização da localização por meio da maximização do VPL não está correlacionada apenas à minimização do custo das linhas ou à maximização do volume produzido. Este problema de localização envolve inúmeras variáveis inter-relacionadas, tornado incompleta solução por meio da minimização dos investimentos ou maximização do volume. As localizações da plataforma definidas sob o critério da máxima produção acumulada de óleo não garantem a máxima lucratividade do projeto. Ao optar pelo critério da minimização de custos é possível que a plataforma seja localizada em alguma das posições que não representam o máximo lucro. O critério da maximização do VPL permite chegar a solução de maior lucratividade, considerando todas as variáveis do problema, sendo tão preciso quanto o nível de informações disponíveis no projeto.

Há muitas outras possíveis soluções para o problema exemplo pois além de variar o IP dos poços, como foi feito na solução dos casos 1 e 2, outras variáveis do problema podem assumir diversos valores, como as associadas as características do reservatório, aos fluidos, a distribuição espacial das árvores de natal dos poços na superfície do fundo do mar, ao preço de venda do barril de petróleo, a taxa de juros, ao custo de linhas de produção e injeção, diâmetro das linhas, dentre outros. O critério da localização da plataforma por



Durante o projeto de desenvolvimento de um campo, o método proposto para localização de plataformas pode ser utilizado em conjunto com um simulador computacional de reservatórios. Para cada possível posição da plataforma, é necessário determinar as variáveis que são definidas pelas condições de reservatório, variáveis ou constantes ao longo do tempo de produção. Desta forma é possível obter um modelo mais completo, considerando estimativas para todas as alterações das características de reservatório que ocorrem durante a vida produtiva de um campo. Definida a posição ou região de máximo VPL, é interessante realizar análises de sensibilidade, como por exemplo avaliar o efeito de linhas isoladas, alteração no diâmetro de linhas, métodos de elevação artificial no VPL do projeto.

Com o mesmo propósito de permitir as equipes de projeto uma melhor visualização da variação do VPL através de várias possíveis posições da plataforma, alguns aprimoramentos ao método proposto são comentados com o objetivo de torná-lo mais completo.

A otimização de localização de plataformas pode incluir também a localização de manifolds de produção. Trata-se de um problema de localização com níveis hierárquicos, onde os manifolds estão em um nível mais baixo e a plataforma em um nível mais alto. Neste problema a otimização deve considerar o equilíbrio resultante entre as pressões no manifold, derivado da junção de mais de uma linha de produção. Esta pressão resultante pode ser alta suficiente a ponto de reduzir a vazão de algum poço conectado. Deve ser feita uma análise de modo a evitar a redução de vazão de poços conectados e estas pressões resultantes devem ser analisadas ao longo do tempo. A determinação da pressão de equilíbrio é um problema difícil no âmbito do estudo de fluxos multifásicos em tubulações.

Outro aprimoramento é a utilização de uma heurística na solução do problema de modo a permitir a análise de diversas combinações de diâmetros de linhas e isolação para todas as possíveis posições da plataforma. É um problema com um número bastante elevado de variáveis e possíveis soluções, onde a busca exaustiva pode demandar um tempo computacional excessivo.

No mesmo propósito de reduzir o tempo computacional, torna-se interessante alterar o grafo ao longo da rotina de cálculo. A rotina para a busca da solução pode investigar a melhor posição para a plataforma em um grafo um dado número de vértices e arestas e na

região onde há maiores valores de VPL, aumentar o número de vértices e arestas. Este procedimento pode prosseguir até atingir um detalhamento suficiente para determinar a região ótima.

Mais uma sugestão a trabalhos futuros é a inclusão de restrições adicionais de modo a tornar a modelagem mais completa. Podem ser incluídas as restrições de capacidade de processamento e número de poços as plataformas, de distância mínima entre a plataforma e os poços, de temperatura mínima de fluxo nas linhas, e outras. Também pode ser considerada a determinação do número de plataformas necessárias para drenar um campo de petróleo.

## 8. Referências Bibliográficas

- ALVES, I. N., ALHANATI, F. J. S., SHOHAM, O., 1992 “A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines.” *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 20632, New Orleans, Louisiana, USA, November.
- ARATANHA, M., J., A., 2005, *Sistemas de Produção no Mar*. Salvador, Universidade Petrobras.
- BARCELOS, F., B., PIZZOLATO, N., D., LORENA, L., A., N., 2004, “Localização de Escolas do Ensino Fundamental com Modelos Capacitado e não Capacitado: Caso de Vitória/ES.” *Pesquisa Operacional*, v. 24, n.1, pp. 133-149.
- BOAVENTURA NETTO, P., O., 2003, *Grafos. Teoria, Modelos, Algoritmos*. São Paulo, Edgard Blucher.
- CERQUEIRA, M., B., 2005, *Manifold Submarino*. Salvador, Universidade Petrobras.
- CHRISTOFIDES, N., 1975, *Graph Theory – An Alogithmic Approach*. Academic Press, New York.
- CHURCH, R.L., REVELLE, C., 1974. “The Maximal Covering Location Problem.” *Papers of the Regional Science Association*, v. 32, pp. 101-118.
- COLOMBO, J., A., A., 2001, Localização e Atendimento para Serviços de Atendimento Emergencial – o Caso da Segurança Eletrônica. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Brasil.
- CORTES, J., M., R., 1998, *Uma contribuição para a resolução do problema de alocação multiobjetivo de plataformas de produção de petróleo*. Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual do Norte Fluminense, Campos, RJ, Brasil.
- COSTA, F., P., 2002, *Soluções Numéricas de Equações Diferenciais - Minicurso*. Santa Cruz, Universidade Estadual de Santa Cruz.
- DASKIN, M., S., 1995, *Network and Discrete Location, Models. Algorithms, and Applications*, Wiley, New York.
- DEVINE, M. D., LESSO, W., G., 1972, “Models for the minimum cost development of offshore oil fields”, *Management Science*, v. 18, n. 8, pp. B378-387.

- DOGRU, S., 1982, "Selection of optimal platform locations." *California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers*, 10754, San Francisco, California, USA, March.
- DUCATI, E., A., 2003, *Busca Tabu Aplicada ao Problema de Localização de Facilidades com Restrições de Capacidade*. Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.
- FRAIR, L., DEVINE, M., 1975, "Economic Optimization of Offshore Petroleum Development", *Management Science*, v. 21, n. 12, pp. 1370-1380.
- FRANCO, K. P. M., 2003, *Desenvolvimento de um Sistema Inteligente para Auxiliar a Escolha de Sistema para Produção no Mar*. Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil
- GALVÃO, R., D., NOBRE, F., F., VASCONCELLOS, M., M., 1999, "Modelos Matemáticos de Localização Aplicados à Organização Espacial de Unidades de Saúde". *Revista de Saúde Pública*. v. 33, n. 4, pp. 422-434.
- GOLDBARG, M., C., LUNA, H., P., L., 2000, *Otimização Combinatória e Programação Linear*. Rio de Janeiro, Campus.
- GRIMMETT, T., T., STARTZMAN, R., A., 1987, "Optimization of offshore field development to minimize investment." *SPE Drilling Engineering Meeting*, 16297, San Francisco, California, USA, March.
- HANSEN, P., PEDROSA FILHO, E., L., RIBEIRO, C., C., 1992, "Location and Sizing of Offshore Production for Oil Exploration." *European Journal of Operational Research*, n. 52, pp. 202-214.
- LIMA, H., R., P., 2004, *Fundamentos de Perfuração*. Salvador, Universidade Petrobras.
- MARTHUR, A., HAIRE, W. M., EARHART, J. W., 1982, "An approach to optimum facility siting." *California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers*, 10741, San Francisco, California, USA, March.
- MINAMI, K., 2004, *Correlações de Escoamento Multifásico*. Salvador, Universidade Petrobras.
- MOREIRA, J., R., F., 2005, *Operações e Produção no Mar*. Salvador, Universidade Petrobras.



- NADALETTI, L. P., 2004, *Resolução de Problemas Baseada em Interação no Projeto de Localização de Plataformas e Poços de Petróleo em Águas Profundas*. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, Brasil.
- NARCISO, M., G., LORENA, L., A., N., 1999, “Lagrangian/surrogate Relaxation for Generalized Assignment Problems.” *European Journal of Operational Research*, v. 114, pp. 165-177.
- NUNES, L., F., 1998, *Algoritmos Genéticos Aplicados na Abordagem de um Problema Real de Roteirização de Veículos*. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Brasil.
- OLIVEIRA, M., F., D., 2003, *Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo*. Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- ROSA, A., J., CARVALHO, R., S., XAVIER., J., A., D., 2004, *Fluxo de Líquido em Meios Porosos e Mecanismo de Produção de Reservatórios*. Salvador, Universidade Petrobras.
- ROSING, K., E., 1994, “Considering Offshore Production Platforms.” *European Journal of Operational Research*, n. 72, pp. 204-206.
- ROSSI, N., C., M., 2004, *Elevação Natural de Petróleo*. Salvador, Universidade Petrobras.
- TEITZ, M., B., BART, P., 1968, “Heuristic methods for estimating the generalized vertex median of weighted graph.” *Operations Research*, v. 16, pp. 955-61.
- THOMAS, J., E., 2001, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Interciência.
- TOREGAS, C., SWAIN, R., REVELLE, C., BERGM, L., 1971. “The Location of emergency service facilities”, *Operations Research*, v. 19, pp. 1363-1373.
- TORRICO, J., R., C., 1995, *Desenvolvimento analítico das curvas IPR a partir de um simulador de reservatórios*. Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.
- TROINA, L., M., B., 2005, *Sistemas Submarinos de Escoamento*. Salvador, Universidade Petrobras.

- VEROTTI FILHO, C., 2004, *Propriedades dos fluidos*. Salvador, Universidade Petrobras.
- VIEIRA, R., A., M., 2004, *Escoamento em Tubulações*. Salvador, Universidade Petrobras.
- VILELLA, M., J., R., 2004, *Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada*. Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- WATSON JR., W., S., MAHAFFEY, D., W., STILL, J., P., 1989, "Platloc. A Program for Optimizing Offshore Platform Locations." *SPE Petroleum Computer Conference*, 19126, San Antonio, Texas, USA, June.

## I. Apêndice

### I-1 Algumas correlações *black oil* utilizadas para determinação de propriedades físicas dos fluidos.

As correlações apresentadas a seguir estão desenvolvidas em VEROTTI FILHO (2004).

#### I-1.1 Razão de Solubilidade ( $R_s$ ) – Correlação de Standing.

É a relação de volume de gás liberado do óleo a partir das suas frações mais leves devido a queda de pressão ocorrida ao longo do escoamento. Este gás é chamado de gás dissolvido no óleo ou gás em solução. A razão de solubilidade mede a relação de volumes entre o gás dissolvido e o óleo produzido.

A correlação usada por Standing para desenvolver uma equação para estimar pressões de saturação maiores que 1.000 psia, baseou-se em dados experimentais de 105 medidas de pressões saturação determinadas experimentalmente a partir de amostras de petróleo de reservatórios na área da Califórnia.

Os dados abrangem as seguintes faixas:

- pressão de saturação: 130 a 7.000 psia
- temperatura de reservatório: 100 a 258 °F
- densidade medida em graus API: 16,5 a 63,8 °API
- densidade do gás  $d_g$  a 60°F e 1 atm: 0,59 a 0,95
- gás em solução na pressão de saturação: 20 a 1,425 scf/STB, com a equação proposta por Standing:

$$R_s = d_g \left[ \frac{P}{18} \frac{10^{(0,0125 API)}}{10^{(0,00091T)}} \right]^{\frac{1}{0,83}} \quad (\text{I-1})$$

Onde:

$P$  = pressão em psia;

$T$  = temperatura em °F;

$API$  = densidade do óleo em graus API;

$d_g$  = densidade do gás a 60°F e 1 atm.

#### I-1.2 Densidade do gás dissolvido ( $d_{gd}$ ) – Correlação de Standing

A equação para o cálculo da densidade do gás dissolvido foi definida por Standing como:

$$d_{gd} = 38,52 \cdot 10^{(-0,00326API)} + [94,75 - 33,93 \log(API)] \log(d_g) \quad (I-2)$$

Onde:

$d_{gd}$  = densidade do gás dissolvido em condições de 60°F e 1 atm;

$API$  = densidade do óleo em graus API;

$d_g$  = densidade do gás produzido

#### I-1.3 Viscosidade do Óleo Saturado ( $\mu_{os}$ ) – Correlação de Beggs e Robinson

Chama-se óleo saturado o petróleo na sua pressão de saturação. A viscosidade de óleo saturado é a viscosidade do óleo nesta pressão. A equação para o cálculo da viscosidade do óleo saturado foi definida por Beggs e Robinson, como:

$$\mu_{os} = A \mu_{od}^B \quad (I-3)$$

Onde:

$$A = 10,715 (R_s + 100)^{-0,515}; \quad (I-4)$$

$$B = 5,44 (R_s + 150)^{-0,338}; \quad (I-5)$$

$\mu_{os}$  = viscosidade do óleo saturado;

$\mu_{od}$  = viscosidade do óleo em condições de 60°F e 1 atm.

#### I-1.4 Fator de compressibilidade do gás ( $Z$ ) – Correlação de Standing

A equação de estado para gases ideais não descreve o comportamento do gás natural em escoamento nas tubulações. É necessária uma correção à equação de estado através de

um fator  $Z$  ajustando o comportamento do gás ideal ao do gás real. Esta correção é chamada fator de compressibilidade e é expresso em termos da diferença de volumes entre o gás ideal e o real mantendo constantes a pressão, temperatura e composição. A equação dos gases reais é descrita por:

$$P V = Z n R T \quad (I-6)$$

Onde:

$P$  = pressão do gás;

$V$  = volume do gás;

$Z$  = fator de compressibilidade do gás;

$n$  = número de moles do gás;

$R$  = constante;

$T$  = temperatura.

E o fator de compressibilidade pode ser calculado por:

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (I-7)$$

Os fatores de compressibilidade  $Z$  foram correlacionados por Brown como função dos valores de pressão e temperaturas pseudo-reduzidas. Standing e Katz aprimoraram a correlação de Brown cujos resultados deram origem ao ábaco mostrado na figura I-1.

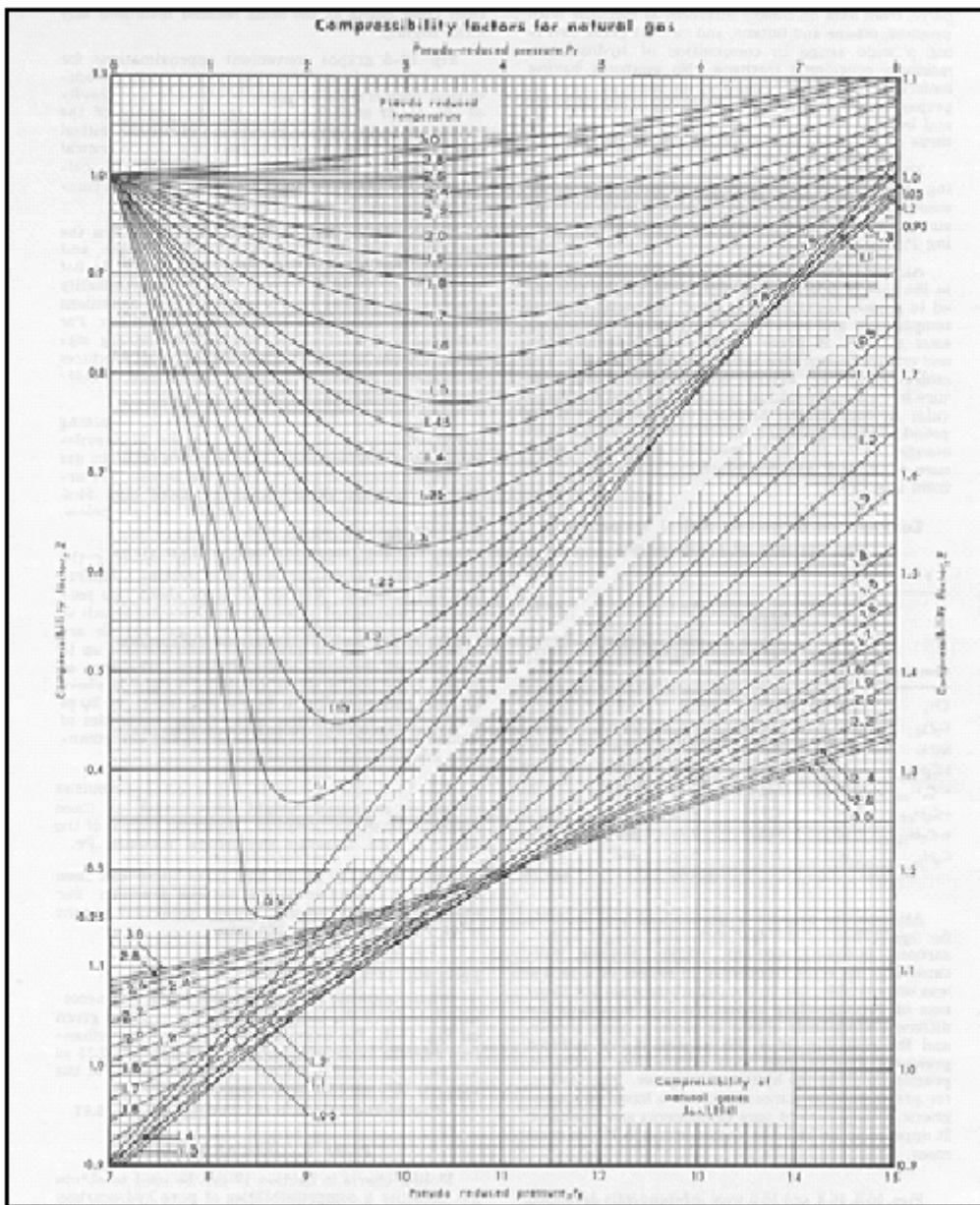


Figura I-1. Gráfico para obtenção do fator de compressibilidade.

Observa-se que para baixos valores de pressão e temperatura o fator  $Z$  tende a 1, ou seja o comportamento do gás real aproxima-se do gás ideal. Como aproximação, nestas condições de escoamento é possível aplicar aos gases reais a equação de estado para gases ideais.

### I-1.5 Pressão e Temperatura Pseudo-crítica ( $P_{pc}$ , $T_{pc}$ )

O procedimento mais empregado para a determinação do fator de compressibilidade  $Z$ , é baseado no teorema dos estados correspondentes, descrita em VEROTTI FILHO (2004), estabelecendo que as misturas de gases reais têm o mesmo fator  $Z$  para os mesmos valores de pressão e temperaturas pseudo-reduzidas, onde:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (\text{I-8})$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (\text{I-9})$$

$P_{pr}$  = pressão pseudo-reduzida;

$P_{pc}$  = pressão pseudo-crítica;

$T_{pr}$  = temperatura pseudo-reduzida;

$T_{pc}$  = temperatura pseudo-crítica.

Para a determinação das propriedades pseudo-críticas dos gases naturais, a correlação de Brown, é frequentemente utilizada, utilizando como ponto de partida valores de densidade do gás. Esta correlação é representada pelas equações:

$$P_{pc} = 708,75 - 57,5 d_g \quad (\text{I-10})$$

$$T_{pc} = 169 + 314 d_g \quad (\text{I-11})$$

### I-1.6 Viscosidade do Gás ( $\mu_g$ ) – Correlação de Lee et al.

A viscosidade do gás, segundo a correlação de Lee et al, pode ser determinada utilizando-se as equações abaixo:

$$\mu_g = K 10^{-4} \exp(X\rho_g^y) \quad (\text{I-12})$$

Onde:

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M) T^{1,5}}{209 + 19M + T} \quad (\text{I-13})$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01M \quad (\text{I-14})$$

$$y = 2,4 - 0,2X \quad (\text{I-15})$$

Sendo  $T = ^\circ\text{R}$ ,  $\mu_g = \text{cp}$ ,  $M = \text{peso molecular}$  e  $\rho_g = \text{g/cm}^3$ .

E ainda:

$$\rho_g = 0,0433 d_g \frac{P}{ZT} \quad (\text{I-16})$$

Onde:

$d_g = \text{densidade do gás a } 60^\circ\text{F e } 1 \text{ atm};$

$P = \text{pressão em psia};$

$T = \text{temperatura em } ^\circ\text{F};$

$Z = \text{fator de compressibilidade do gás.}$

## **I-2 Equações para cálculo das velocidades superficiais e reais do líquido e do gás.**

Os itens abaixo estão referenciados em VIEIRA (2004).

A velocidade superficial do gás é calculada por:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (\text{I-17})$$

A velocidade real do gás é calculada por:

$$v_g = \frac{q_g}{A H_g} \quad (\text{I-18})$$



Onde  $A$  é a área da seção transversal do tubo. A velocidade superficial do líquido é calculada por:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (\text{I-19})$$

A velocidade real do líquido é calculada por:

$$v_L = \frac{q_L}{A H_L} \quad (\text{I-20})$$

A velocidade da mistura gás-líquido é a soma da velocidade superficial das duas fases:

$$v_m = v_{sl} + v_{sg} = \frac{q_l + q_g}{A} \quad (\text{I-21})$$

A velocidade de escorregamento é definida como a diferença entre as velocidades reais da fase gasosa e líquida.

$$v_s = v_l - v_g = \frac{v_{sl}}{1 - H_L} - \frac{v_{sg}}{H_L} \quad (\text{I-22})$$

Usando as definições anteriores para velocidade, o *liquid holdup* sem escorregamento, pode também ser calculado como:

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (\text{I-23})$$

### **I-3 Cálculo de propriedades da mistura óleo-água.**

Os itens abaixo estão referenciados em VIEIRA (2004).

Utiliza-se um fator de proporcionalidade, definido como:

$$f_o = \frac{q_o}{(q_o + q_w)} \quad (\text{I-24})$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (\text{I-25})$$

Onde:

$f_o$  = fração de óleo;

$f_w$  = fração de água.

Assim, para calcular qualquer propriedade física da mistura água óleo, temos:

$$prop_L = prop_o f_o + prop_w (1 - f_o) \quad (\text{I-26})$$

Onde:

$prop_L$  = propriedade da fase líquida;

$prop_o$  = propriedade do óleo;

$prop_w$  = propriedade da água.

#### **I-4 Correlação de Beggs e Brill para cálculo de gradiente de pressão em fluxo bifásicos.**

Os itens abaixo estão referenciados em MINAMI (2004).

Descreve-se a seguir, as etapas para o cálculo do gradiente de pressão através da correlação desenvolvida por Beggs e Brill.

$$N_{Fr} = \frac{u_m^2}{gd} \quad (\text{I-27})$$

Onde:

$N_{Fr}$  = Número de Froude

$u_m$  = velocidade da mistura

$g$  = aceleração da gravidade

$d$  = diâmetro do tubo

Se não for considerado o escorregamento entre as fases, o *liquid holdup* é dado por  $\lambda_L$ , equações (I-20 e I-23).

Nesta correlação, os padrões de fluxo são agrupados em intermitente, distribuído e segregado, como mostra a figura I-2.

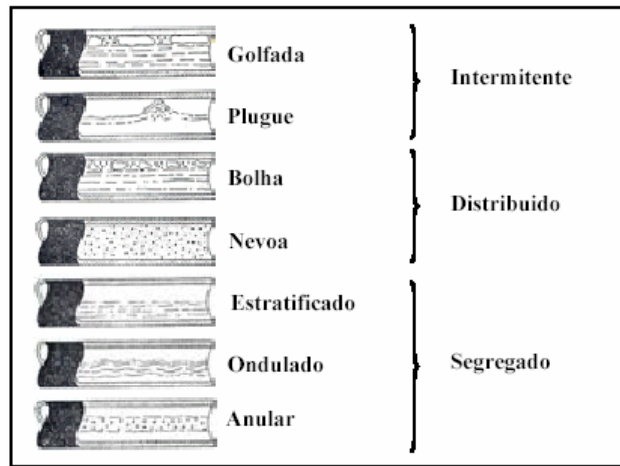


Figura I-2. Agrupamento de padrões de fluxo utilizados na correlação de Beggs e Brill.

Para definição do regime de escoamento, tem-se as variáveis:

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0,302} \quad (\text{I-28})$$

$$L_2 = 0,0009252 \lambda_L^{-2,4684} \quad (\text{I-29})$$

$$L_3 = 0,10 \lambda_L^{-1,4516} \quad (\text{I-30})$$

$$L_4 = 0,50 \lambda_L^{-6,738} \quad (\text{I-31})$$

a) Regime segregado:

$$\lambda_L < 0,01 \text{ e } N_{Fr} < L_1 \quad (\text{I-32})$$

$$\lambda_L \geq 0,01 \text{ e } N_{Fr} < L_2 \quad (\text{I-33})$$

b) Regime Intermitente:

$$0,01 \leq \lambda_L < 0,4 \text{ e } L_3 < N_{Fr} \leq L_1 \quad (\text{I-34})$$

$$\lambda_L \geq 0,4 \text{ e } L_3 < N_{Fr} \leq L_4 \quad (\text{I-35})$$

c) Regime Distribuído:

$$\lambda_L < 0,4 \text{ e } N_{Fr} \geq L_1 \quad (\text{I-36})$$

$$\lambda_L \geq 0,4 \text{ e } N_{Fr} > L_4 \quad (\text{I-37})$$

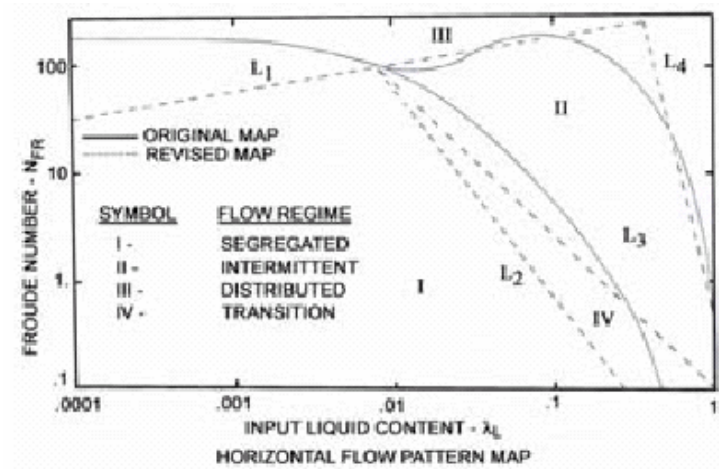


Figura I-3. Gráfico para determinação do regime de fluxo na correlação de Beggs e Brill.

A determinação do *liquid holdup* é definida para escoamento horizontal com correção para o ângulo real do fluxo:

$$H_L(\theta) = H_L(0) \Psi \quad (\text{I-38})$$

Onde:

$H_L(\theta) = H_L(0)$ , para escoamento horizontal e,

$$H_L(0) = a \lambda_L^b \frac{a \lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \quad (\text{I-39})$$

Sendo  $H_L(0) \geq \lambda_L$

Para fluxos ascendentes, o *liquid holdup* com escorregamento é no mínimo igual ao *liquid holdup* sem escorregamento: Para  $\theta > 0 \rightarrow H_L \geq \lambda_L$

As constantes para a aplicação na equação (I-40) são obtidas na tabela I-1 conforme o regime de escoamento definido.

Tabela I-1. Constantes para aplicação da equação do cálculo de “holdup” de líquido sem considerar inclinação no fluxo.

Regime	a	b	c
Segregado	0,980	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

O fator  $\Psi$ , responsável pela correção do *liquid holdup* devido à inclinação è real da tubulação, é obtido pela equação:

$$\Psi = 1 + C [\text{sen}(1,8 \theta) - 0,333 \text{sen}^3(1,8 \theta)] \quad (\text{I-40})$$

Onde:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln \left( d' \lambda_L^e N_{Lv}^f N_{Fr}^g \right) \quad (\text{I-41})$$

Sendo  $C \geq 0$

As constantes para a aplicação na equação (I-42) são obtidas na tabela I-2 conforme a inclinação do fluxo e o regime de escoamento definidos.

Tabela I-2. Constantes para cálculo da correção com a inclinação do fluxo no cálculo de *liquid holdup*.

Inclinação	Regime	d'	e	f	g
$\theta > 0$	Segregado	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
	Intermitente	2,960	0,305	-0,4473	0,0978
	Distribuido	Sem correção, C=0 e $\psi=1$			
$\theta < 0$	Todos	4,700	-0,3692	0,1244	-0,5056

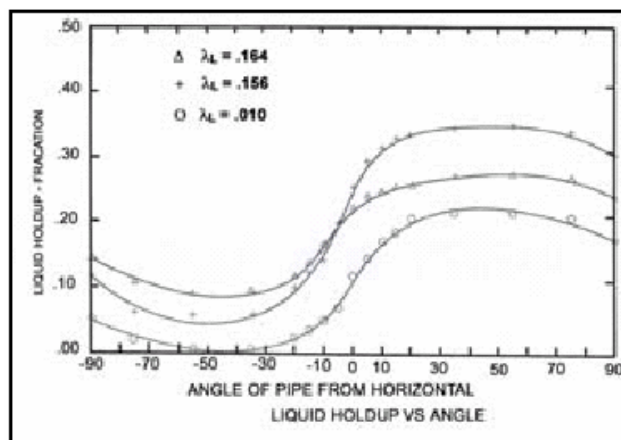


Figura I-4. Gráfico para obtenção do fator de correção com a inclinação do fluxo no cálculo de *liquid holdup*.

Desmembrando a equação do gradiente de pressão, a parcela do gradiente por fricção é dado por :

$$-\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{fricção}} = \frac{f_{ab} \rho_n u_m^2}{2 g_c D} \quad (\text{I-42})$$

Onde:

$f_{ab}$  = fator de atrito bifásico;

$\rho_n$  = massa específica da mistura sem escorregamento (*no slip*);

$u_m$  = velocidade da mistura;

$g_c$  = ajuste de unidades, se necessário;

$D$  = diâmetro da tubulação.

O fator de atrito bifásico é dado pela equação:

$$f_{ab} = f_{ns} e^s \quad (\text{I-43})$$

Onde  $f_{ns}$  é o fator de fricção normalizado, calculado pelo diagrama de Moody considerando tubo liso :

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[ 2 \log \left( \frac{\text{Re}}{4,5223 \log \text{Re} - 3,8215} \right) \right]^2} \quad (\text{I-44})$$

Sendo:

$$\text{Re} = \frac{\rho_{ns} u_m d}{\mu_{ns}} \quad (\text{I-45})$$

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (\text{I-46})$$

$$s = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 (\ln y)^2 + 0,01853 (\ln y)^4} \quad (\text{I-47})$$

$$y = \frac{\lambda_L}{(H_L(\theta))^2} \quad (\text{I-48})$$

Se  $y$  pertence ao intervalo  $1 < y < 1,2$  o valor de  $s$  torna-se descontínuo e deve ser calculado por:

$$s = \frac{\ln y}{2,2y - 1,2} \quad (\text{I-49})$$

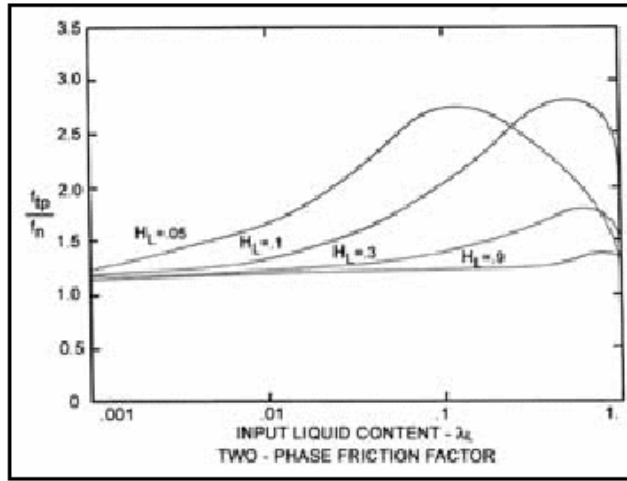


Figura I-5. Gráfico para a determinação do fator de atrito.

A parcela do gradiente de elevação é dada por:

$$\left( -\frac{dp}{dL} \right)_{\text{elevação}} = \frac{g}{g_c} \rho_s \text{sen}(\phi) \quad (\text{I-50})$$

O gradiente de aceleração é dado por:

$$\left( -\frac{dp}{dL} \right)_{\text{aceleração}} = 1/2 \frac{\rho_s \Delta(u_m^2)}{g_c dL} \quad (\text{I-51})$$

E define-se definir  $E_k$  por:

$$E_k = \frac{dL}{dp} \left( -\frac{dp}{dL} \right)_{\text{aceleração}} = \frac{\rho_s \Delta(u_m^2)}{2 g_c dp} \quad (\text{I-52})$$

Que pode ser aproximado, segundo Beggs e Brill, para:

$$E_k = \frac{\rho_s u_m u_{sg}}{g_c P} \quad (\text{I-53})$$



Então, o gradiente de pressão total é dado por:

$$\left(-\frac{dp}{dL}\right)_{total} = \frac{\left(\frac{dp}{dL}\right)_{elevação} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{fricção}}{1 - E_k} \quad (I-54)$$

Palmer, em 1975, realizou um estudo experimental para avaliar queda de pressão em escoamento bifásico utilizando água e gás natural. Concluiu que a correlação de Beggs e Brill tende a superestimar o valor de *liquid holdup* nos trechos ascendente e descendente, propondo constantes para a correção do valor calculado. As constantes são 0,924 para fluxo ascendente e 0,685 para descendente. Além disso, sugeriu calcular o fator de fricção considerando a rugosidade da tubulação. A experiência mostra que esta modificação resultou em melhoria significativa no cálculo do gradiente de pressão, dependente do holdup.

$$\text{Se } \theta > 0 \rightarrow H_L(\theta) = 0,924 H_L(\theta) \quad (I-55)$$

$$\text{Se } \theta < 0 \rightarrow H_L(\theta) = 0,685 H_L(\theta) \quad (I-56)$$

## II. Anexo

Resultados computacionais do problema exemplo.

Caso 01 - poços com valores MAIORES de IP				Caso 02 - poços com valores MENORES de IP			
posição da plataforma	VPL (US\$)	posição da plataforma	volume da posição (bbl)	posição da plataforma	VPL (US\$)	posição da plataforma	volume da posição (bbl)
98	1.076.334.403	98	815.342.926	112	290.362.826	170	589.975.535
84	1.070.968.303	83	814.556.559	127	289.850.082	169	588.353.183
112	1.060.207.145	84	813.387.179	111	281.342.284	153	587.417.523
111	1.056.280.096	99	808.812.702	95	272.424.215	154	585.916.786
83	1.051.876.185	112	806.646.406	110	271.876.609	167	585.214.149
99	1.041.868.842	113	804.171.964	142	271.270.219	168	585.145.669
113	1.035.533.181	69	798.925.288	170	269.371.774	152	584.932.572
126	1.031.512.031	111	796.569.731	113	268.797.852	137	584.920.354
127	1.014.081.656	126	796.019.994	126	268.471.543	155	584.635.674
69	1.007.469.420	85	794.272.186	80	266.536.753	156	582.907.466
85	1.002.328.130	114	794.064.644	79	262.276.806	184	582.433.667
110	995.128.815	127	793.525.998	153	262.154.827	127	581.550.440
95	992.546.945	100	792.396.556	65	261.940.202	138	581.461.123
114	981.989.641	110	786.727.360	156	260.567.849	171	581.334.216
80	980.761.527	128	786.280.214	94	258.234.589	112	580.263.732
128	974.322.158	70	784.719.068	128	257.750.224	142	580.179.371
140	973.437.088	80	784.393.299	169	257.227.525	185	580.070.654
65	967.356.063	95	783.818.473	98	256.030.861	157	578.330.773
100	966.157.102	140	780.646.001	155	255.666.090	111	578.320.247
50	948.671.441	65	779.586.808	154	254.418.594	139	578.195.174
79	943.431.202	115	779.190.144	109	252.682.506	183	577.858.394
142	940.689.069	51	778.400.358	137	251.732.973	126	576.938.587
94	940.372.433	49	776.734.155	157	250.109.791	136	576.805.803
51	938.605.528	35	776.720.536	107	248.666.873	110	576.671.272
70	935.275.157	142	775.529.779	152	246.540.019	121	576.588.266
66	930.413.162	86	775.233.972	108	244.506.459	113	576.286.666
155	927.810.784	94	774.402.420	93	243.787.920	95	576.032.067
154	925.578.683	129	774.316.394	64	242.732.546	151	575.993.284
49	924.883.141	79	774.194.359	143	240.313.818	140	575.611.215
64	921.134.158	52	773.782.979	99	239.509.385	128	575.396.803
52	920.902.884	155	773.556.643	78	238.940.552	80	574.806.216
139	920.557.374	53	773.077.525	50	238.851.540	107	574.527.366
109	919.907.293	50	773.059.659	168	238.782.490	199	573.810.779
35	916.877.349	66	772.692.148	171	238.496.749	79	573.798.787
53	914.334.905	143	771.874.881	121	238.097.897	94	573.671.591
54	910.899.706	54	770.902.667	114	238.017.424	98	573.645.663
143	910.156.326	154	770.428.019	138	236.365.102	109	573.288.376
129	906.801.134	64	770.339.759	84	234.527.590	143	573.287.235
170	905.494.866	36	768.976.321	167	233.437.814	172	573.238.267
115	901.532.716	170	767.922.943	49	232.531.673	65	572.801.220
156	892.924.384	109	767.880.588	83	231.059.137	108	572.275.934
153	891.568.386	101	767.205.591	92	228.113.950	182	572.105.728
137	890.386.991	139	767.196.860	66	226.859.391	186	572.033.222

93	888.422.650	156	766.834.547	63	226.694.090	106	571.580.520
138	886.674.520	37	765.463.846	106	226.512.332	93	571.220.791
169	886.363.575	153	765.085.475	184	222.325.283	166	571.144.101
36	885.719.314	33	764.718.643	136	222.164.448	114	570.478.651
78	883.139.878	169	764.343.257	139	219.847.935	99	570.360.459
157	879.777.190	34	762.357.730	48	216.119.693	78	569.779.654
108	878.913.567	93	761.980.418	185	215.766.109	158	569.501.767
63	876.906.401	157	761.864.046	51	215.220.124	64	569.413.715
48	876.881.816	48	761.806.580	129	213.883.028	92	569.165.164
34	874.508.579	137	760.793.632	77	213.095.725	84	568.723.844
86	873.301.552	138	760.205.933	140	212.727.435	83	568.480.700
37	873.259.793	78	759.297.529	172	211.674.538	50	568.100.693
101	869.533.062	55	758.831.176	158	211.605.143	200	567.980.387
168	863.927.147	63	758.750.272	69	207.913.347	198	567.943.530
33	859.910.780	168	758.441.489	35	206.585.360	49	567.409.513
107	856.244.498	116	758.022.953	151	206.162.671	129	566.730.680
152	850.187.094	108	757.714.092	85	204.151.625	63	566.648.209
55	841.117.396	167	755.873.968	91	203.654.126	91	565.568.445
171	840.025.725	38	755.802.153	100	203.241.884	66	565.483.520
158	836.405.953	152	754.995.487	52	199.732.175	77	565.371.634
144	834.995.714	71	754.916.698	62	196.340.987	48	564.948.106
38	833.184.506	130	754.589.083	183	196.292.409	100	563.821.701
130	832.102.501	171	753.906.208	53	194.290.586	187	563.614.254
92	832.021.978	39	753.707.826	34	194.037.110	173	563.472.901
167	829.847.921	144	751.958.748	33	193.877.376	144	563.223.838
77	819.372.034	158	751.631.839	144	189.942.208	85	563.061.624
121	817.936.006	20	750.836.612	47	188.582.967	51	562.982.426
20	815.575.165	107	750.468.658	186	184.581.259	35	562.322.831
71	815.265.035	92	748.111.217	115	184.277.583	69	562.227.249
116	813.314.539	62	747.805.830	36	183.421.029	33	561.745.002
47	813.151.708	102	747.741.738	76	182.664.288	181	561.606.567
39	810.826.945	121	747.604.323	54	178.056.857	62	561.471.138
185	810.385.302	184	747.416.007	37	176.261.917	201	561.034.991
106	809.967.431	172	747.403.762	166	172.649.706	197	561.030.547
172	809.209.264	185	747.260.616	70	170.146.793	115	560.685.996
62	808.705.124	77	746.980.470	199	168.998.927	34	560.637.189
184	807.228.786	21	746.485.198	173	168.987.720	76	560.605.869
136	806.551.115	87	746.230.118	182	167.212.223	47	560.052.959
21	803.994.589	19	744.820.968	159	165.594.645	159	559.832.849
19	793.999.619	47	744.588.168	32	162.762.126	52	559.710.850
32	787.634.011	18	744.008.494	61	159.663.254	53	558.670.192
151	783.428.228	136	742.271.600	130	158.571.149	122	557.154.661
91	781.818.377	32	742.269.945	187	154.412.686	36	557.112.164
183	778.634.999	183	741.854.953	122	153.560.820	130	556.670.035
159	774.114.813	151	741.733.582	20	150.008.598	32	556.136.459
124	772.124.885	106	739.556.794	38	149.986.928	54	555.916.005
22	764.348.407	22	739.354.242	46	148.777.762	70	555.802.925
102	761.582.031	56	738.885.775	200	148.558.603	37	555.256.081
18	761.193.515	159	738.544.194	101	147.742.823	61	555.232.781
76	757.389.310	124	737.361.883	86	145.709.085	202	554.782.033
173	756.111.746	117	736.143.086	198	143.256.180	214	554.593.300
56	753.143.468	173	735.835.368	19	142.932.429	188	554.107.468

186	751.302.641	91	735.541.373	124	139.207.182	101	553.655.209
145	748.491.132	131	734.883.507	21	138.740.578	174	553.616.027
87	747.748.094	186	733.714.384	18	132.413.203	215	553.396.773
40	741.427.111	145	732.860.471	55	131.099.155	46	552.983.443
61	739.911.057	5	731.986.506	39	130.616.249	124	552.766.766
131	735.181.383	40	731.864.737	116	127.799.420	86	552.538.768
182	733.690.739	76	730.833.272	31	124.525.812	20	552.089.571
166	731.707.730	72	730.787.760	201	123.640.113	213	552.067.224
17	730.263.470	182	730.724.820	145	123.071.173	19	551.637.674
46	727.789.932	23	730.450.845	174	122.353.903	145	550.936.466
199	726.819.407	199	730.448.979	181	119.755.411	196	550.912.238
23	726.191.680	24	728.565.633	17	119.715.623	18	550.697.597
117	716.396.454	166	728.455.731	71	112.481.605	116	550.428.433
187	713.734.287	61	727.760.394	188	111.748.196	38	550.287.810
5	713.285.904	17	727.050.980	22	108.313.171	17	549.215.505
122	709.301.280	4	726.284.917	197	107.307.959	21	549.143.109
200	706.080.648	200	725.491.038	202	99.086.164	31	549.032.952
31	703.981.548	46	724.027.194	131	95.567.519	212	548.445.282
24	703.480.091	174	723.931.873	160	91.660.054	55	547.920.593
72	697.611.693	187	723.892.902	5	89.589.889	216	547.125.880
174	692.822.697	31	723.201.539	23	86.658.953	39	547.022.003
160	686.614.720	3	723.131.142	102	78.794.059	160	546.323.710
198	681.626.062	6	722.749.101	16	78.188.493	71	545.726.619
6	681.308.327	122	719.667.596	56	77.294.123	203	545.500.629
4	680.688.795	160	718.986.681	4	75.439.228	131	545.349.597
41	665.363.781	146	718.581.760	87	75.065.212	189	544.534.303
146	661.704.379	198	718.452.936	24	74.926.633	175	544.158.057
188	660.096.740	57	718.004.428	175	72.343.389	22	543.099.327
3	658.694.675	41	717.450.898	214	72.165.190	217	542.531.601
201	654.131.348	103	716.925.205	40	72.109.023	102	541.716.198
181	652.574.921	132	716.686.842	215	69.418.423	16	541.241.714
7	649.904.992	88	716.314.504	3	68.063.407	5	541.191.015
57	649.221.041	7	714.864.269	6	68.047.016	146	540.259.317
132	647.359.923	201	713.204.014	189	66.108.056	87	540.212.446
16	639.034.166	188	712.860.691	146	62.488.064	4	539.341.862
25	634.798.717	181	712.548.540	117	62.375.580	211	539.105.672
197	628.997.093	2	712.452.951	196	61.134.751	3	539.020.973
202	625.416.221	25	712.317.153	213	58.977.772	23	538.985.991
175	624.542.474	197	710.112.462	203	57.219.114	56	538.864.464
8	611.789.669	175	707.957.767	72	47.936.277	117	538.710.853
88	611.154.932	8	707.664.977	216	45.959.123	24	537.371.501
2	609.276.387	202	706.608.750	2	45.703.736	161	537.287.383
103	609.250.847	73	706.326.571	7	45.623.530	40	537.094.030
189	598.682.370	16	705.965.220	212	40.732.338	6	536.616.290
161	596.954.037	9	705.486.849	161	39.877.119	204	536.169.874
9	593.402.255	118	704.268.103	1	36.171.435	2	535.440.273
42	588.013.387	161	703.384.237	41	33.639.212	218	535.390.832
215	586.085.537	189	701.732.854	132	32.601.884	190	535.387.868
118	585.584.542	147	701.546.023	217	29.762.050	72	534.721.404
214	580.520.648	214	701.298.985	8	29.097.823	132	534.298.721
147	574.464.797	42	700.733.487	25	21.475.073	1	533.764.368
203	572.096.029	215	699.468.260	190	18.073.337	176	533.062.707

73	571.244.624	1	698.897.143	57	16.997.838	7	532.256.206
196	567.166.807	203	698.615.895	204	12.424.126	41	531.017.108
26	562.958.910	133	697.686.488	176	9.513.545	147	529.925.535
213	556.855.495	26	695.700.281	9	7.963.332	8	529.288.200
1	552.572.755	196	694.613.382	147	2.144.597	57	528.788.822
133	543.390.438	213	692.324.229	88	-3.380.098	25	528.461.276
216	537.785.683	190	690.297.217	103	-3.434.093	103	527.597.399
176	536.252.890	58	690.121.307	211	-3.601.148	162	527.477.794
190	533.602.131	217	688.972.371	218	-4.812.358	205	527.281.655
10	533.350.329	176	688.463.197	118	-14.712.170	88	527.120.278
58	532.344.082	10	687.782.613	42	-16.886.108	219	526.559.442
212	520.377.207	162	687.582.994	162	-17.591.346	191	526.444.995
217	519.308.106	216	687.099.616	73	-19.746.763	9	525.872.695
162	517.545.211	212	686.007.871	133	-25.632.035	118	525.723.084
204	512.132.646	89	685.649.228	26	-26.984.610	133	524.493.311
27	496.035.514	204	685.062.275	10	-29.677.564	73	523.638.046
43	483.698.791	148	684.475.935	191	-31.522.872	177	522.929.006
148	481.219.989	27	682.572.146	205	-34.682.739	42	522.862.380
218	476.974.667	74	681.725.338	58	-44.475.893	148	520.779.245
89	476.289.570	104	680.961.119	219	-47.890.386	26	520.642.116
104	473.049.756	43	679.704.685	177	-49.975.092	10	519.936.012
191	465.417.555	119	676.660.238	148	-52.774.262	58	518.815.576
11	463.412.034	218	676.279.880	27	-73.347.807	206	518.605.714
211	460.325.732	191	676.081.699	43	-73.896.941	220	518.107.134
177	454.310.145	11	675.609.491	11	-78.210.679	163	517.055.257
119	454.269.669	177	675.502.926	163	-80.787.134	192	516.574.151
74	451.635.893	134	674.447.399	89	-81.652.154	104	514.731.095
205	448.877.267	211	673.365.993	206	-82.444.316	89	514.321.973
134	427.886.369	205	672.257.686	104	-82.798.288	43	513.862.445
163	425.197.071	28	669.824.651	192	-90.064.989	27	513.386.184
59	420.620.988	163	669.215.284	119	-92.772.962	178	513.109.415
219	419.820.618	59	665.703.396	74	-93.459.068	119	512.968.668
28	416.428.824	149	664.436.886	220	-93.475.085	134	512.671.626
12	399.709.852	12	664.102.213	134	-98.442.988	11	512.217.183
149	388.559.908	219	662.916.838	178	-110.036.543	74	511.856.870
192	385.659.188	105	660.820.634	149	-113.244.379	149	510.852.768
206	383.862.072	44	659.758.817	59	-113.482.139	207	510.656.877
44	379.931.693	192	658.907.041	28	-120.474.576	221	509.851.714
178	369.933.365	178	658.493.557	12	-123.364.944	59	507.868.301
220	359.291.653	206	658.216.399	207	-128.557.716	193	506.769.825
90	353.427.859	90	657.500.622	44	-137.308.036	164	506.628.599
105	350.083.152	29	654.439.421	221	-139.737.026	28	506.335.498
164	340.460.802	220	654.268.205	164	-144.013.263	12	505.294.466
120	334.080.965	120	653.891.397	193	-150.942.911	44	503.838.688
75	332.879.940	13	652.426.437	90	-157.108.641	179	503.534.854
13	330.003.304	164	652.270.123	105	-158.256.366	105	502.938.463
29	323.298.186	75	652.248.704	120	-162.346.354	90	502.542.527
207	322.109.420	135	649.689.807	75	-167.187.536	120	502.277.889
60	312.935.473	60	646.131.114	179	-170.168.640	222	502.272.273
135	311.411.507	207	644.693.006	13	-172.057.372	208	501.133.049
193	301.157.541	179	643.035.463	135	-172.363.850	135	501.047.359
221	297.063.763	193	642.607.021	29	-174.213.933	75	500.302.424

179	285.125.198	221	641.240.637	60	-177.646.118	150	499.988.573
150	284.359.834	150	641.104.688	150	-182.593.339	165	498.494.482
45	279.178.661	45	639.944.134	222	-183.678.738	29	498.239.897
14	258.334.031	165	636.326.931	208	-188.411.959	60	498.206.147
165	255.706.667	14	635.687.908	165	-196.165.010	13	498.080.976
208	240.162.673	30	634.809.839	45	-197.093.652	194	497.908.872
222	238.761.441	208	630.917.662	194	-207.613.681	45	494.936.228
30	229.959.574	222	630.626.380	14	-221.873.200	180	494.903.104
194	223.976.562	194	630.026.149	180	-225.064.763	223	494.620.599
180	207.179.962	180	626.924.637	30	-228.781.550	209	492.237.432
223	174.656.203	15	620.978.400	223	-231.354.039	14	490.801.653
15	173.902.991	223	618.809.875	209	-246.085.571	30	490.143.274
209	162.326.210	195	617.125.596	195	-264.490.699	195	489.243.293
195	146.160.210	209	616.536.984	15	-272.697.484	224	486.072.010
224	99.461.506	210	605.296.525	224	-287.764.534	210	484.195.143
210	91.021.031	224	604.734.885	210	-299.826.796	15	483.500.796
225	27.616.384	225	592.838.584	225	-342.936.247	225	477.360.693
67	-34.527.714.230	123	9.751.411	67	-34.455.637.304	141	30.779.263
68	-34.527.714.230	97	9.639.900	68	-34.455.637.304	125	30.742.529
81	-34.527.714.230	125	9.589.952	81	-34.455.637.304	123	30.737.937
82	-34.527.714.230	141	9.504.470	82	-34.455.637.304	97	30.678.245
96	-34.527.714.230	82	9.369.015	96	-34.455.637.304	96	30.675.949
97	-34.527.714.230	81	9.366.719	97	-34.455.637.304	82	30.643.808
123	-34.527.714.230	68	9.269.415	123	-34.455.637.304	81	30.641.512
125	-34.527.714.230	67	9.144.563	125	-34.455.637.304	68	30.611.666
141	-34.527.714.230	96	9.003.609	141	-34.455.637.304	67	30.609.370

Custo de linhas - igual nos dois casos	
posição da plataforma	US\$
112	235.108.635
111	235.836.555
127	238.321.845
95	238.321.860
110	239.351.295
80	241.685.790
65	241.685.820
113	242.351.280
79	243.292.380
94	243.443.160
126	243.807.120
128	246.443.175
98	246.957.870
142	247.685.805
109	247.987.305
93	248.200.530
66	248.413.740
64	248.564.490
50	248.715.270

51	249.807.135
78	251.564.460
99	251.715.210
108	251.866.020
114	252.079.170
84	252.229.950
49	252.957.870
107	253.987.320
63	254.200.515
83	254.351.295
69	254.715.225
143	254.928.465
52	255.292.425
92	257.351.265
53	258.443.175
48	260.351.265
77	260.715.210
35	261.079.245
129	261.443.160
85	262.171.095
157	262.321.830
36	263.049.795
54	264.229.920
100	264.292.410
106	264.380.730
156	264.656.370
37	265.020.375
62	265.108.665
91	267.744.675
34	267.957.900
121	268.472.610
47	269.502.060
158	270.443.160
115	270.807.105
70	270.807.165
38	271.171.140
144	271.685.805
33	272.715.255
76	272.865.990
155	275.715.255
61	276.380.730
153	278.049.765
170	279.656.385
39	280.108.680
154	280.472.580
20	281.049.765
137	281.049.780
130	281.049.795
172	281.200.545
21	281.262.945
171	281.413.755
55	282.079.215

86	282.141.645
46	282.531.480
32	282.744.720
159	282.807.105
136	283.108.650
101	283.384.290
138	283.685.820
152	285.079.215
169	285.292.425
124	286.020.330
122	286.987.320
19	287.049.720
140	287.200.530
22	287.626.950
139	288.443.160
173	290.200.545
116	290.777.655
71	291.656.385
23	292.020.330
168	292.171.095
145	293.049.810
31	294.016.785
18	294.443.130
151	294.593.910
185	297.505.635
167	297.807.135
184	298.748.280
40	298.836.615
24	301.321.830
186	301.535.055
17	301.836.555
5	302.263.020
174	302.564.505
56	302.928.435
187	303.443.160
131	303.656.355
160	305.049.780
6	306.869.565
87	308.262.975
183	308.262.975
102	309.505.620
166	309.957.885
4	310.020.330
117	312.505.620
16	313.108.620
7	313.233.570
188	313.321.845
72	314.263.020
146	315.656.370
3	316.535.100
182	317.413.740
8	318.505.620



41	318.807.150
175	319.535.115
25	320.564.490
199	320.990.940
200	321.505.665
201	322.899.015
57	324.656.400
9	325.020.330
132	325.384.320
189	325.685.805
2	325.685.850
198	326.112.240
202	326.564.490
161	328.535.010
181	328.685.805
1	334.321.875
203	336.443.175
197	337.899.045
147	339.141.675
88	339.505.605
42	339.656.415
26	340.535.025
103	340.748.250
190	341.777.730
118	342.869.580
176	343.020.360
10	343.020.375
73	343.748.280
204	348.807.135
215	348.869.610
196	349.171.110
58	349.748.265
214	350.112.255
133	350.476.185
162	351.141.630
216	351.141.645
217	352.171.080
213	354.354.870
191	359.990.880
212	359.990.895
27	360.505.605
218	362.049.765
148	363.354.855
11	363.505.620
43	363.869.595
205	364.899.060
177	366.505.650
89	371.626.920
211	372.141.645
104	373.748.250
219	374.413.725
119	374.990.910

74	374.990.925
163	377.112.180
59	379.233.570
134	380.840.160
206	382.233.525
192	383.476.170
12	383.476.200
28	383.840.115
149	388.446.765
44	388.961.475
220	390.505.650
178	391.597.530
207	400.446.750
164	401.325.420
90	404.626.920
13	405.932.040
105	406.748.250
75	407.112.255
221	407.840.115
120	407.990.910
29	408.053.310
193	409.446.735
60	410.476.215
135	412.961.475
179	417.568.125
45	418.446.750
150	418.810.725
222	425.174.670
165	426.417.300
208	426.417.315
14	429.266.565
30	433.145.205
194	434.538.645
180	441.781.320
223	445.873.155
209	452.387.895
15	453.479.790
195	460.509.195
224	471.843.735
210	477.479.790
225	497.814.315
67	33.036.300.000
68	33.036.300.000
81	33.036.300.000
82	33.036.300.000
96	33.036.300.000
97	33.036.300.000
123	33.036.300.000
125	33.036.300.000
141	33.036.300.000