

2

Estado da arte do escoamento multifásico na produção de petróleo

2.1

Misturas Multifásicas

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de petróleo é que ele produza óleo, gás natural e água; ocasionalmente poderá produzir areia. Nos escoamentos dessa produção, em quaisquer das regiões que a mesma atravessa (e.g., linha de produção submarina) poderá ocorrer formação de depósitos orgânicos (e.g., parafinação, hidratos de gás) e inorgânicos (e.g., incrustações de sulfato de bário). A composição química dos depósitos petrolíferos varia significativamente com a profundidade e localização (tipo de bacia). Uma característica comum é o fato de serem formadas por átomos de carbono e hidrogênio (podem possuir em menores proporções átomos de enxofre, nitrogênio, oxigênio etc.). A composição química de um petróleo irá governar suas características de produção. Acaso predominem as cadeias moleculares menores ele se apresentará na forma gasosa e se as maiores predominam, ele será um óleo pesado e de alta viscosidade. A depender de sua composição e das condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório, o petróleo pode se encontrar no estado monofásico (óleo, todo o gás se apresenta dissolvido na fase líquida) ou bifásico (óleo e gás livre). Na produção de petróleo não se faz distinção rigorosa do conceito de fase e componente; assim quando da ocorrência de uma mistura de óleo (fase líquida), gás (fase gasosa) e água (fase líquida) diz-se estarmos frente a uma mistura multifásica, apesar de que, na realidade temos uma mistura bifásica de multicomponentes.

Os reservatórios são caracterizados como função, dentre outras, do tipo de fluido neles contidos. O comportamento de um reservatório, no que tange a característica do fluido nele contido, poder ser descrito, de forma aproximada, através de um diagrama de fases (diagrama P-T) para um sistema de vários componentes. A Figura 2.10 apresenta tal diagrama (Pizarro, 1999). O ponto crítico (PC) é representado pelo ponto que separa as curvas de ponto de bolha

(*bubble point*) e ponto de orvalho (*dew point*) e agora passa a ser definido como o ponto em que as propriedades do líquido e gás se tornam idênticas.

De acordo com o diagrama de fases de um sistema de multicomponente e as condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório, cinco tipos de fluidos podem ocorrer num reservatório, os quais sejam:

- Reservatório de óleo tipo “*black oil*”
- Reservatório de óleo volátil
- Reservatório de gás seco
- Reservatório de gás condensado
- Reservatório de gás condensado retrógrado (o termo retrógrado é usado devido ao fenômeno de vaporização, quando de uma expansão isotérmica, ao invés de condensação).

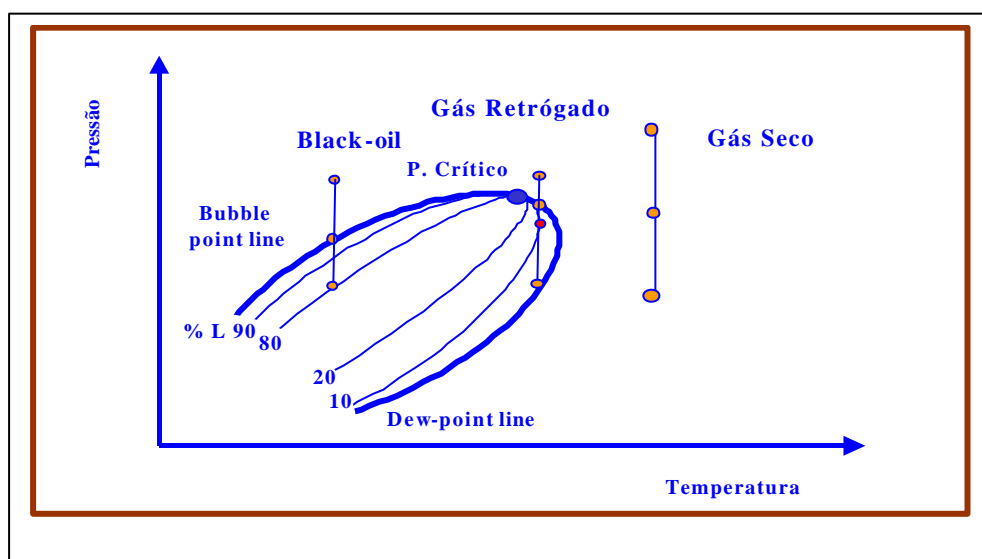


Figura 2.10 - Diagrama de Fases - pressão *versus* temperatura (Pizarro, 1999)

Por sua vez os reservatórios de óleo tipo *black oil* (Pizarro, 1999) - igualmente apresentados na Figura 2.10 - abrangem uma grande variedade de óleos. Tais são caracterizados por possuírem um grau de encolhimento pequeno, densidade menor que 45° API, razão gás-óleo (RGO) inicial inferior a 400 m³/m³ e fator volume

formação (Bo)¹ inferior a 2 m³/m³. Não são necessariamente pretos e são conhecidos pela denominação de óleos comuns ou de baixo encolhimento. Em simulação chama-se de modelagem *black oil* aquela que pode ser assumida uma composição constante para o óleo durante sua vida produtora. A abordagem *black oil* é largamente utilizada na prática e a grande maioria dos estudos de simulações de reservatório e de escoamento adotam esta modelagem – nesta tese, igualmente adotaremos tal abordagem. Nessa modelagem de determinação das propriedades da misturas, os componentes são traduzidos por propriedades intrínsecas, dependentes do estado termodinâmico ocorrente, em combinação com formulações relacionais que traduzem o grau de mistura existente entre tais componentes e suas conseqüências na determinação das propriedades da mistura. Na Tabela 2.10, Caetano (1983 e 1986) apresenta um resumo da faixa de valores correspondentes aos principais parâmetros de interesse e representados nos bancos de dados utilizados. Os dados até então contidos eram provenientes de instalações de movimentação de gás e líquido de diversas localidades do mundo. Alguns dados resultaram de registros de companhias (produção normal e/ou condições de teste) e outros resultaram de testes especialmente conduzidos para o projeto (Caetano, 1983).

| PARÂMETROS | INTERVALO |
|---|----------------------|
| Densidade API | 25,7 a 55,9 °API |
| Razão Gás-Óleo Produzido (RGO) | 261 a 46139 scf /Std |
| Densidade do Gás Produzido (<i>ggt</i>) | 0,618 a 0,931 |
| Razão Água-Óleo Produzido (RAO) | 0 a 0,153 Std/Std |

Tabela 2.10 – Intervalo de Valores dos Parâmetros *Black-Oil* (Caetano, 1983)

O banco de dados utilizado, entretanto não apresentava valores medidos para todos os parâmetros requeridos de uma caracterização *black-oil*. Assim, foram utilizados os dados medidos para os parâmetros densidade API do óleo, razão gás-óleo produzido, densidade do gás produzido, razão água-óleo produzido e densidade da água produzida. Os parâmetros remanescentes que completam uma

¹ Este parâmetro traduz, em bases de volumétricas, o encolhimento que o óleo sofre ao evoluir de sua condição no reservatório para a condição dita padrão; tal encolhimento resulta da combinação de perda de massa (liberação de componentes leves) e expansão volumétrica devido a redução de pressão e contração, pela redução de temperatura, nessa evolução.

caracterização *black-oil* foram determinados através de correlações empíricas e equações. A Tabela 2.11 lista, a título de exemplificar, o conjunto completo de propriedades requeridas numa caracterização do tipo *black-oil*, a denominação e os símbolos utilizados para tais propriedades e ainda, as correlações mais largamente utilizadas na determinação de algumas dessas propriedades – na referida fonte de origem dessa tabela, podem ser encontradas referências para todos os métodos e correlações na mesma referidos.

| PROPRIEDADE | SÍMBOLO | MÉTODO / CORRELAÇÃO |
|-----------------------------------|----------|------------------------------------|
| Fator volume formação do óleo | B_o | Standing e Vazquez-Beggs |
| Fator volume formação do gás | B_g | Z |
| Fator volume formação da água | B_w | Gould |
| Solubilidade do gás no óleo | R_s | Lasater, Standing, e Vazquez-Beggs |
| Solubilidade da gás na água | R_{sw} | Katz |
| Fator de compressibilidade do gás | Z | Hall-Yarborough |
| Viscosidade do gás | m_g | Lee <i>et alii</i> |
| Viscosidade do óleo | m_o | Beggs-Robinson e Vazquez-Beggs |
| Viscosidade do líquido | m_l | Equação |
| Viscosidade da água` | m_w | Van Wingen |
| Densidade do gás dissolvido | g_{gd} | Katz |
| Densidade do gás produzido | g_{gt} | valor fornecido |
| Densidade da água | g_w | valor fornecido |
| Densidade do óleo | g_o | equação API |
| Massa específica do líquido | r_l | Equação |
| Tensão interfacial gás-óleo | s_o | Baker-Swerdloff |
| Tensão interfacial gás-água | s_w | Hough-Rzasa |
| Tensão interfacial gás-líquido | s_l | Equação |
| Pressão crítica do gás | P_c | Brown |
| Temperatura crítica do gás | T_c | Brown |
| Grau API do óleo | API | valor fornecido |
| Razão gás-líquido de produção | RGL | valor fornecido |
| Razão água-líquido de produção | WC | valor fornecido |
| Pressão de saturação do óleo | P_b | Lasater, Standing e Vazquez- Beggs |
| Compressibilidade do óleo | C_o | Vazquez-Beggs |
| Densidade do gás livre | g_{fg} | balanço de material |

Tabela 2.11 – Propriedades dos Fluidos e Correlações PVT (Caetano, 1983)

Um outro método também utilizado para determinação das propriedades dos fluidos é o dito modelo composicional, adequado para reservatórios de óleos leves e gás. Nesses, o somatório das propriedades de cada elemento ponderada com a fração molar origina as propriedades da mistura. O maior rigor requerido na definição das propriedades de cada componente da mistura permite, através de um processo de maior custo, uma definição das propriedades da mistura com alto grau de precisão, particularmente quando aplicado aos tipos de misturas referidas. O tentativo uso desse método de caracterização à misturas do tipo *black-oil* não necessariamente propicia melhores resultados que a dita formulação *black-oil* devido a alta presença de componentes na fase líquida. Pode-se assim concluir que a determinação das características do escoamento multifásico, notadamente a pressão e a temperatura, estão intimamente ligadas ao tipo de reservatório e ao comportamento da pressão-volume-temperatura (PVT) dos fluidos nele contido. Esses aspectos são determinantes na escolha do tipo de análise a ser empregada nos estudos desses escoamentos.

2.2 Modelagem para Escoamento Multifásico

Num cenário cada vez mais competitivo, a indústria do petróleo evoluiu rapidamente, criando a necessidade de desenvolver técnicas que permitam a especificação e projeto de sistemas de produção que sejam capazes de movimentar misturas multifásicas. Tais escoamentos ocorrem desde os reservatórios até as instalações de superfície, passando pelos poços de produção. É interessante frisar que mesmo nos campos ditos de gás, o aparecimento de líquido é usual e tal fato deve-se a condensação de hidrocarbonetos pesados e água; as quais ocorrem provocadas pelas constantes quedas de pressão e temperatura ao longo das tubulações de produção. A complexidade deste tópico é inerente, dentre outros aspectos, à diversidade de arranjos espaciais que as fases líquida e gasosa podem apresentar e a alta compressibilidade da fase gasosa. Tais aspectos fazem com que características do escoamento, tais como, determinação da perda de carga e a determinação dos coeficientes de transferência de calor e de massa sejam de difícil execução. Para tanto é necessário o conhecimento da mecânica desses

escoamentos. Assim foram desenvolvidas as correlações de escoamento multifásico e mais recentemente, por meio do enfoque mecanicista ou modelista.

O enfoque correlacional é fortemente empírico, baseia-se na análise, com pouco ou nenhum embasamento físico ou fenomenológico, de dados experimentais e/ou de campo. As correlações resultantes de tal enfoque devem ter aplicações restritas aos limites inerentes aos experimentos que as geraram. Tal enfoque busca explicitar correlações que levem à determinações de parâmetros macroscópicos do escoamento, tais como quedas de pressão, frações volumétricas das fases e etc. Algumas dessas correlações, principalmente as primeiras, desconsideravam diversas grandezas físico-geométricas relevantes aos escoamentos multifásicos, tais como, o arranjo de fases. Com a evolução do enfoque, novas correlações foram aperfeiçoadas e introduzidas e igualmente acrescentaram melhorias às já existentes. As correlações, oriundas de tal enfoque e função da forma que buscam analisar os dados utilizados, são usualmente classificadas em três grupos (Brill e Mukherjee, 1999).

- **Correlações do Tipo I**

Caracterizam-se por não utilizarem mapas de padrão de escoamento ou arranjo de fases, não consideram o escorregamento entre as fases e apresentam uma única correlação para o cálculo do fator de fricção das duas fases. As correlações encontradas na literatura e referidas por Poetmann & Carpenter², Baxendell & Thomas e Fancher & Brown são todas desse Tipo I.

- **Correlações do Tipo II**

Caracterizam-se por não utilizarem mapas de padrão de escoamento ou arranjo de fases, mas consideram o escorregamento entre as fases e apresentam correlação para o cálculo do *holdup* e correlação para o fator de fricção das duas fases. As correlações encontradas na literatura e referidas por Hagedorn & Brown, Gray e Asheim são todas desse Tipo II.

² Informações acerca desta e demais correlações referidas nesta seção podem ser encontradas em Brill e Mukherjee (1999).

- **Correlações do Tipo III**

Caracterizam-se por utilizarem mapas de padrão de escoamento ou arranjo de fases e consideram o escorregamento entre as fases. Apresentam ainda para cada padrão de escoamento uma correlação diferente para o cálculo do *holdup* e para o cálculo do fator de fricção das duas fases. As correlações encontradas na literatura e referidas por Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz, Grovier & Fogarasi, Chierici, Ciucci & Sclocchi, Beggs & Brill e Mukherjee & Brill são todas desse Tipo III.

As limitações das correlações de escoamento multifásico criaram espaços para o surgimento da modelagem mecanicista, que proporciona um grau maior de confiabilidade na sua aplicação generalizada e objetiva determinar os fenômenos que governam os escoamentos multifásicos. Assentada em bases fenomenológicas e princípios físicos, tal modelagem busca interpretar através de experimentos laboratoriais em escalas reduzidas os aspectos macro e microscópicos que caracterizam tais escoamentos. Por vezes tal enfoque faz uso de hipóteses simplificadoras nessa descrição e até mesmo utilizando relações consagradas, ainda que empíricas, no fechamento de modelos – sempre oriundos de enfoque fenomenológico. Nesse enfoque, os dados eventualmente utilizados são aplicados tão somente na verificação de consistência e robustez do modelo. Do ponto de vista mecanicista, para um entendimento dos conceitos fundamentais envolvidos devem ser preditos e considerados, por exemplo, o arranjo de fases e a fração volumétrica de líquido reinantes em determinada seção do escoamento.

O arranjo de fases é a descrição espacial das fases no escoamento, assim como, as transições entre elas. Tais descrições usam muitas das vezes interpretações visuais e daí não ser incomum o encontro de diferentes definições e associadas descrições para cada um dos arranjos possíveis e ocorrentes. Entretanto, a literatura (Barbutto e Caetano, 1988) reporta em maior frequência – o que se acredita revela o nível de concordância entre os investigadores dessa área – a existência de cinco principais arranjos de fases no escoamento em tubulações verticais, quais sejam: Bolhas (*bubble*), Golfadas (*slug*), Caótico (*churn*) e, Anular (*annular*). Similarmente, para o escoamento horizontal ou levemente inclinado são definidos sete arranjos de fases, quais sejam: Bolhas Dispersas, Bolhas, Golfadas, Bolhas Alongadas (*Plug*), Estratificado Ondulado, Estratificado e Anular. A Figura 2.20 apresenta uma representação esquemática desses arranjos.

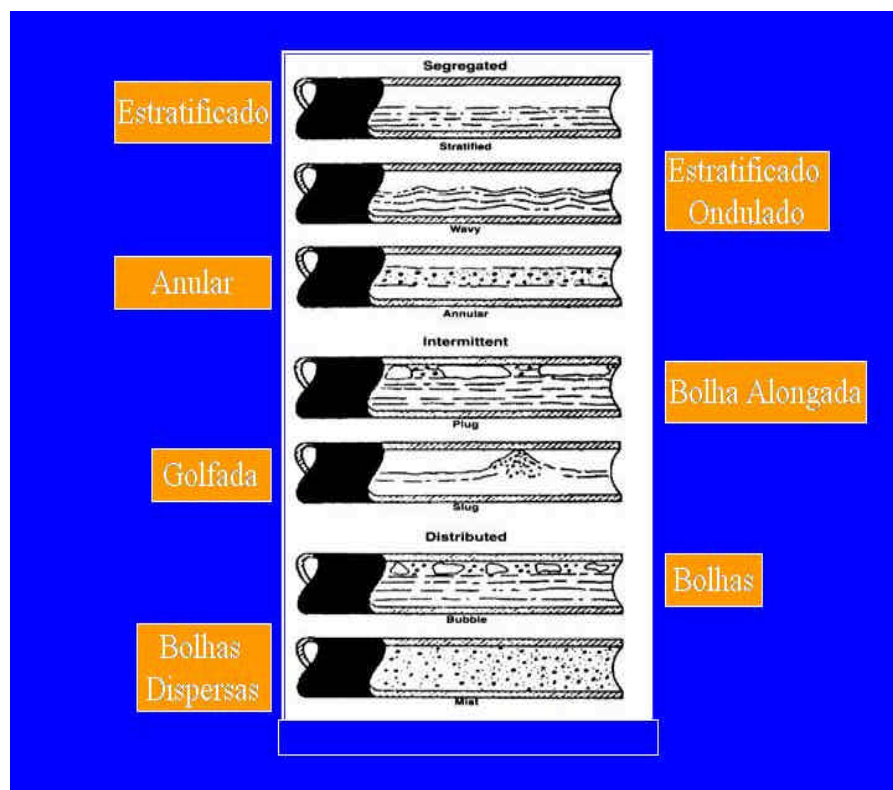
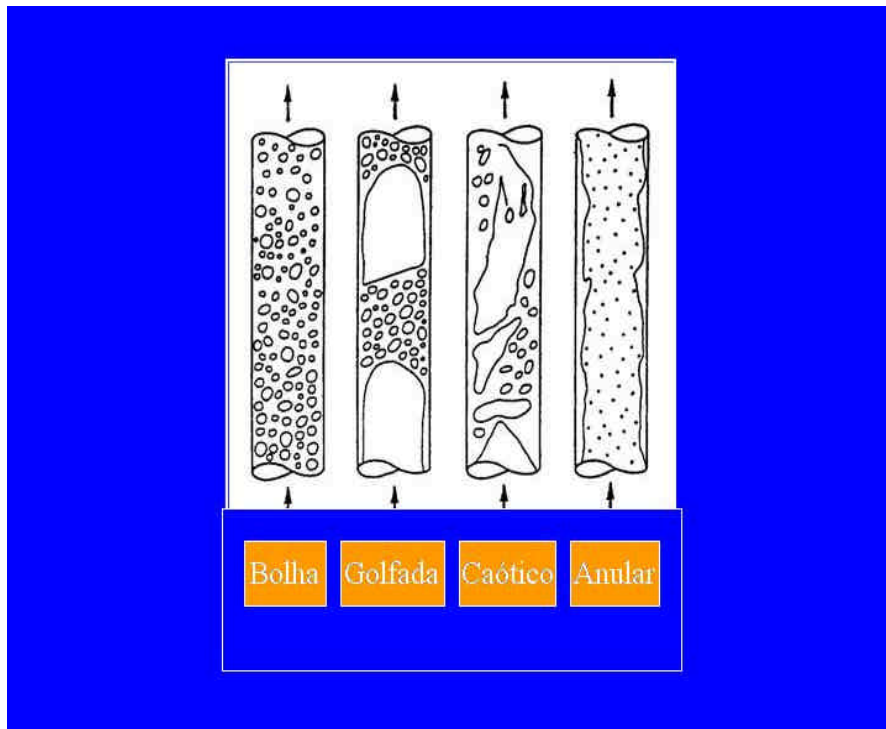


Figura 2.20 – Arranjos de Fases no Escoamento – vertical ascendente e horizontal (Brill e Mukherjee, 1999)

Diversos pesquisadores propuseram modelagens para os escoamentos bifásicos líquido-gás, para tubulações horizontais, verticais e fortemente inclinadas – vide Figura 2.20. Nessa modelagem a capacidade de predição de características do escoamento tais como, frações volumétricas *in-situ* de líquido (*holdup*) ou de gás (*void fraction*) e fatores de atrito desses componentes é de importância fundamental no estudo e modelagem desses escoamentos.

2.3 Equação do Gradiente de Pressão

A base para o entendimento do comportamento do escoamento de fluidos em tubulações está 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 (Brill e Mukherjee, 1999), assumindo regime permanente no escoamento, é denominada de Equação do Balanço de Energia Mecânica ou Equação do Gradiente de Pressão. A Equação 1 apresenta tal balanço como a soma de três componentes, ou seja:

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_t = \left(\frac{dp}{dl}\right)_f + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{ac} \quad (1)$$

Onde, o primeiro termo da equação é a perda de carga devido à fricção que representa entre 5 a 20% da perda de carga total; o segundo, devido à elevação (coluna hidrostática), representa entre 80 a 95%; e, o terceiro, devido à aceleração, que normalmente é negligenciado nos cálculos, sendo considerado somente em caso onde haja alta velocidade de escoamento.

A partir do comportamento do escoamento monofásico em tubulações, pode-se modificar a equação de perda de carga para o escoamento multifásico ao se considerar o fluido como uma mistura homogênea. Dessa forma tem-se:

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_t = \left(\frac{f\mathbf{r}_f v_f^2}{2d}\right) + \mathbf{r}_f g \sin \mathbf{q} + \mathbf{r}_f v_f \left(\frac{dv_f}{dl}\right) \quad (2)$$

Onde a definição dos funcionais para parâmetros tais como \mathbf{r}_f e v_f foram apresentados por diferentes investigadores (e.g., Brill e Mukherjee, 1999). O cálculo da perda de carga em escoamento multifásico vertical é fortemente afetado pela densidade da mistura do fluido, portanto, algumas variáveis físicas são necessárias para que possamos entender o comportamento das fases dentro da mistura. Quando gás e líquido escoam simultaneamente em uma tubulação, a maior mobilidade do gás, devido a sua menor densidade e viscosidade, propicia que o gás escoe numa velocidade superior àquela da fase líquida – ocorre aqui o dito escorregamento (*slip*) entre as fases. Em condições de regime permanente, o resultado é uma redução da área da fração volumétrica para a fase gás e uma expansão da área da fração volumétrica para a fase líquida. O escorregamento entre as fases gasosa e líquida resulta num aumento da fração volumétrica *in-situ* da fase líquida em comparação com aquela que ocorreria acaso tal escoamento não exibisse escorregamento (i.e., homogêneo nas velocidades das fases). Assim define-se o *holdup* como sendo a fração da seção de escoamento que se encontra ocupada pelo líquido – tal conceito pode ser extrapolado para comprimentos de tubulação, levando a definição de *holdup* ser referida a volumes ocupados pela fase líquida. Função da ocorrência ou não de escorregamento nesses escoamentos multifásicos, define-se igualmente dois tipos de *holdup*, com e sem escorregamento.

Holdup da fase líquida sem escorregamento:

$$\mathbf{I}_l = \left(\frac{q_l}{q_l + q_g}\right), \text{ holdup líquido} \quad (3)$$

Velocidade superficial é a velocidade que uma fase teria se estivesse fluindo sozinha na tubulação, ou seja:

$$v_{sl} = \frac{q_l}{A}, \text{ velocidade superficial da fase líquida} \quad (4)$$

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A}, \text{ velocidade superficial da fase gasosa} \quad (5)$$

Similarmente, para a mistura líquido-gás, fluindo sem escorregamento, tem-se:

$$v_m = \frac{q_l + q_g}{A} = v_{sl} + v_{sg}, \text{ velocidade superficial da mistura} \quad (6)$$

A velocidade de escorregamento é a diferença entre as reais velocidades das fases, ou ditas velocidades *in-situ*. Tais velocidades reais são traduzidas pela razão entre a vazão de escoamento da fase e a real área (da seção total da tubulação) utilizada em seu escoamento. Assim, tem-se:

$$H_l = \frac{A_l}{A}, \text{ Holdup líquido com escorregamento} \quad (7)$$

$$A_l = H_l * A, \text{ área de líquido} \quad (8)$$

Analogamente,

$$A_g = H_g * A, \text{ área de gás} \quad (9)$$

$$H_g = 1 - H_l, \text{ Holdup de gás com escorregamento} \quad (10)$$

$$v_l = \frac{q_l}{A_l} = \frac{q_l}{H_l * A} = \frac{V_{sl}}{H_l}, \text{ velocidade real da fase líquida} \quad (11)$$

$$v_g = \frac{q_g}{A_g} = \frac{q_g}{H_g * A} = \frac{V_{sg}}{H_g} = \frac{V_{sg}}{1 - H_l}, \text{ velocidade real da fase gás} \quad (12)$$

$$v_s = v_g - v_l, \text{ velocidade de escorregamento} \quad (13)$$

Desta forma, os investigadores possibilitaram através das correlações empíricas ou modelagem mecanicistas determinar a fração volumétrica da fase líquida (*holdup*) com escorregamento - (H_l).

A partir do modelo *black-oil* é possível calcular a densidade e a viscosidade de cada fase. Na adoção do modelo *black-oil* para determinar as propriedades das fases e da mistura encontram-se varias correlações para tais determinações – muitos dos funcionais aqui utilizados foram desenvolvidos através de experimentação física do comportamento das fases tipicamente encontradas na produção de petróleo. Em geral esses funcionais, com base nas frações de presença das fases – inclusive considerando o escorregamento – e nas propriedades das fases em separado, determinam as propriedades das fases em escoamento, bem como, as propriedades da mistura. A título de exemplo, na determinação da massa específica da mistura e sua viscosidade absoluta, quando do escoamento bifásico líquido-gás, tem-se (Brill e Mukherjee, 1999):

$$\mathbf{m}_s = \mathbf{m}_l H_l + \mathbf{m}_g (1 - H_l), \text{ viscosidade da mistura (com escorregamento)} \quad (14)$$

$$\mathbf{m}_n = \mathbf{m}_l I_l + \mathbf{m}_g (1 - I_l), \text{ viscosidade da mistura (sem escorregamento)} \quad (15)$$

$$\mathbf{r}_s = \mathbf{r}_l H_l + \mathbf{r}_g (1 - H_l), \text{ densidade da mistura (com escorregamento)} \quad (16)$$

$$\mathbf{r}_n = \mathbf{r}_l I_l + \mathbf{r}_g (1 - I_l), \text{ densidade da mistura (sem escorregamento)} \quad (17)$$

2.4

Algoritmo de Marcha para o Cálculo de Perda de Carga

Para o cálculo da perda de carga é necessário integrar o gradiente de pressão ao longo de todo o sistema (comprimento), ou seja:

$$\Delta P = \int_0^l \left(\frac{dp}{dl} \right) dl \quad (18)$$

Para fluidos compressíveis e levemente compressíveis, o gradiente de pressão apresentado na Equação (2) varia através de todo o comprimento da tubulação. As misturas multifásicas, até mesmo quando em estados acima da pressão de bolha, tem o mesmo comportamento, em parte porque a temperatura também varia com comprimento da tubulação. Para poços de óleo e gás, o gradiente de pressão variará ao longo de toda a tubulação do sistema com a

pressão, temperatura e o ângulo da tubulação. Isso irá requerer que no cálculo da perda de carga seja também considerado, além do gradiente de pressão, a determinação da temperatura do escoamento. Tal requisito em termos de complexidade decrescente vai desde um balanço rigoroso do gradiente de entalpia até, a utilização de um perfil de temperatura previamente conhecido. A utilização do perfil de temperatura conhecido não é propriamente uma determinação de temperatura, mas é um artifício algumas vezes utilizado pela disponibilidade de tal perfil. Uma outra forma bastante simples, quando de escoamentos multifásicos ocorrentes na produção de petróleo, é a adoção de um perfil linear de temperatura, o qual se baseia na variação da temperatura do fluido com a profundidade, de acordo com um gradiente estabelecido.

Aplicando-se o conceito da conservação de energia no escoamento de fluidos, em um determinado segmento de tubulação, determina-se o gradiente de entalpia, o qual será dado por:

$$\left(\frac{dh}{dl}\right) = \frac{-Qpd}{w} - \frac{v}{g_c j} \frac{dv}{dl} - \frac{gsenq}{g_c j} \quad (19)$$

Onde, Q é a quantidade de calor trocado e função da existente diferença de temperatura do fluido e seu contorno – no caso de escoamentos em coluna de produção em poços, tal contorno será constituído pela tubulação, fluido residente no anular, revestimento, cimentação e formação. Pode-se ainda verificar que a equação do gradiente total de entalpia tem três componentes, quais sejam: transferência de calor, aceleração e elevação, ou seja:

$$\left(\frac{dh}{dl}\right)_t = \left(\frac{dh}{dl}\right)_{ht} + \left(\frac{dh}{dl}\right)_{ac} + \left(\frac{dh}{dl}\right)_{el} \quad (20)$$

Desta forma o cálculo do perfil de temperatura nos poços, pode ser previsto pela aplicação da conservação de energia, massa e quantidade de movimento linear. Assim, combinando as equações do gradiente de pressão (2) e do gradiente de entalpia (19) tem-se:

$$\left(\frac{dT_f}{dl}\right) + \left(\frac{T_f}{A}\right) = \left(\frac{T_{ef}}{A}\right) - \left(\frac{g_c L sen \mathbf{q}}{A}\right) + \left(\frac{1}{JrC_p}\right) \left(\frac{dp}{dl}\right) \mathbf{f} \quad (21)$$

As Equações (2) e (21) constituem um problema de valor inicial de uma equação diferencial ordinária com duas variáveis P e T, respectivamente. Os programas computacionais – simuladores numérico-computacionais – aplicáveis na determinação dos perfis de pressão e temperatura em escoamentos multifásicos, sob regime permanente, fazem uso de um procedimento denominado Algoritmo de Marcha. Para resolver este problema de valor inicial - quando aplicado ao escoamento multifásico ocorrente em sistemas de produção – se pode iniciar a marcha pelo topo (UEP) ou base (fundo do poço) e seguir integrando numericamente as equações do gradiente de pressão e entalpia em curtos incrementos da tubulação.

Para o cálculo da perda de carga total, a tubulação é dividida em segmentos, devendo-se ter segmentos em que o gradiente de pressão possa ser considerado constante no interior do mesmo. Assim pode-se determinar que:

$$\Delta P \approx \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \left(\frac{dp}{dl}\right)_{i-j} \Delta L_{i-j} \quad (22)$$

Onde, n = número de segmentos e m = número de incrementos de cálculo dentro do segmento.

A Figura 2.40 apresenta o fluxograma de um Algoritmo de Marcha, para o cálculo de um segmento de tubulação, no qual se tem conhecido os valores para os parâmetros P e T e se deseja determinar P_{i+1} e T_{i+1} .

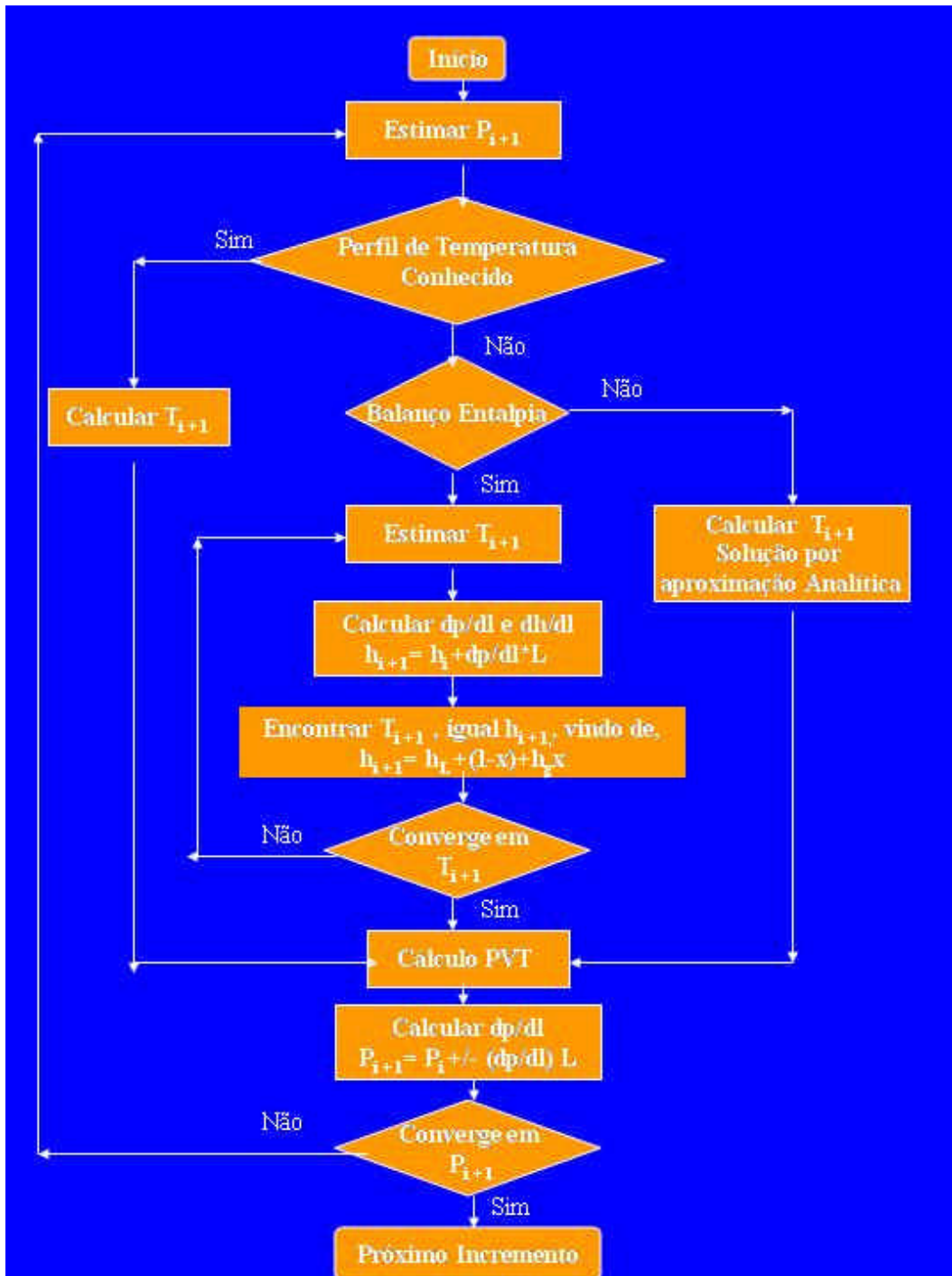


Figura 2.40 – Algoritmo de Marcha (Brill e Mukherjee, 1999)

Resumidamente pode-se implementar um método de iteração na pressão, como procedimento de cálculo para perda de carga, ou seja:

- Conhecendo-se P e T.
- Fixa-se ΔL
- Estima-se ΔP e P_{i+1}
- Admitindo uma simplificação na determinação da temperatura através da adoção de um perfil de temperatura conhecido, calcula-se $T_{i+1} = f(L)$ e, com T_{med} e P_{med} , determinam-se todas as propriedades do escoamento no segmento.
- Utilizando-se uma correlação (dentre as referidas anteriormente e classificadas nos Tipos I, II ou III) ou ainda adotando um dos igualmente referidos modelos mecanicistas para determinação do gradiente de pressão, calcula-se dp/dl
- ΔP calculado = $\Delta L * dp/dl$
- Compara-se ΔP estimado e ΔP calculado
- Se não convergiu, estima-se novo ΔP refaz-se o cálculo, e assim sucessivamente até convergir.

Programas de computação comerciais, conhecidos por “Simuladores”, largamente utilizados nas análises dos escoamentos em sistemas de produção, fazem uso dessa técnica de discretização do comprimento e adoção do Algoritmo de Marcha. A depender da análise a ser efetuada, diferentes segmentos da tubulação podem vir a requerer o cálculo em distintos sentidos em relação ao sentido do próprio escoamento, i.e., no sentido de montante (*upstream*) ou de jusante (*downstream*). A título de exemplo tem-se o simulador NODALTM *Analysis* (marca registrada da empresa Schumberger), que envolve uma série de cálculos através de tentativas e erros que determinam as condições de pressão e temperatura, através de uma discretização do comprimento da tubulação em segmentos, permitindo a determinação nó a nó dos valores de pressão e temperatura do escoamento, propriedades físicas, frações e arranjos de fases, nos sentidos a montante e a jusante do sistema.

Na resolução do escoamento num sistema de produção de petróleo, afóra a determinação das perdas ocorrentes no escoamento – resistências - tem-se que igualmente definir a capacidade da fonte de geração de tal escoamento. Assim,

dessa análise que envolve a capacidade da fonte e a intensidade das resistências presentes é que será determinada a condição de equilíbrio a reinar no escoamento.

A fonte acima referida, quando na produção de petróleo é o reservatório. Uma das formas mais simples de traduzir tal capacidade produtiva dos reservatórios em produzirem fluidos é pela relação dita IPR (*Inflow Performance Relationship*). Tal capacidade é função de uma série de fatores característicos do reservatório. Dentre esses se tem o tipo de reservatório, o mecanismo de influxo, pressão, permeabilidade etc. O requisito acerca do consumo de energia, oriundo de condições estáticas e dinâmicas, para que uma certa condição de escoamento seja estabelecida no sistema é traduzido pelas curvas ditas TPR (*Tubing Performance Relationship*) – na verdade tais curvas e associada denominação são oriundas da época dos poços produzindo diretamente para a locação de suas cabeças (i.e., inexistência de longas linhas de produção, *manifolds* ou mesmo poços submarinos). Naturalmente, nestes dias, a denominação é mantida e o conceito extrapolado para todo o sistema (e.g., coluna de produção, ANM, linha de produção, *riser* e UEP) de produção.

A Figura 2.41 apresenta, com tipicidade, o conjunto desses funcionais responsáveis pela determinação das resistências (TPR) e pela capacidade de produção (IPR) de um sistema submarino de produção de petróleo – no eventual ponto de cruzamento dessas curvas, fica estabelecida a vazão de produção possível nesse sistema. Nesse caso, o sistema estará produzindo em elevação natural (surgência)³. Acaso algum método de elevação artificial ou reforço de produção (*boosting*) a jusante da ANM (igualmente referido como acima da *mud line*) estivesse sendo utilizado, eles seriam evidenciados nos mesmos funcionais por condições de salto nos pontos (nós) de suas exatas inserções.

³ Este termo é um neologismo fortemente adotado na indústria – e igualmente adotado nesta tese - para fazer referência a poços que produzem tão somente pela própria energia disponível no reservatório (condição algumas vezes igualmente referida por produção ou elevação natural).

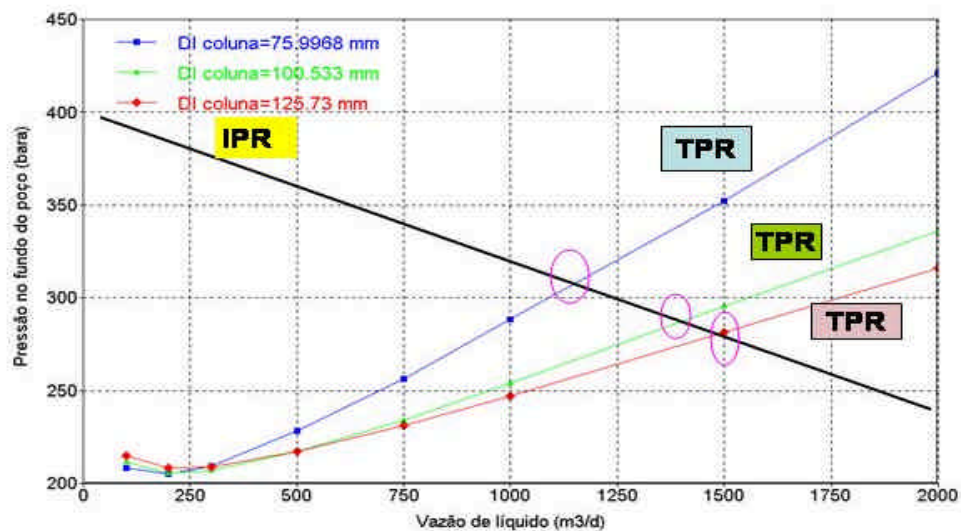


Figura 2.41 – Curvas de Disponibilidade (IPR) e Requerida (TPR) do Sistema

2.5 Simulador Numérico Computacional

2.5.1 Objetivo Básico do Simulador

O principal objetivo do simulador de escoamento multifásico é o cálculo do gradiente dinâmico de pressão-temperatura de escoamento numa tubulação, ou seja, prever os valores de pressão e temperatura nos diferentes pontos do sistema de produção. Entretanto, para tais determinações faz-se necessário a predição do comportamento das fases e o cálculo das propriedades físicas (massa específica e viscosidade do líquido e do gás, tensão superficial entre as fases, além de outras propriedades importantes que são as frações das fases presentes na mistura gás-óleo ou gás-óleo-água, no estado termodinâmico (i.e., P e T) em computação).

Para a predição do comportamento das fases e o cálculo das propriedades físicas, os simuladores comerciais utilizam dois tipos de procedimentos: por

correlações empíricas do tipo “*black-oil*” e por equações de estado aplicadas em sistemas multicomponentes (composicional).

Diversas correlações empíricas e os modelos, comumente usados no cálculo do gradiente de pressão estão incorporados nos “Simuladores Comerciais”. A manipulação desses simuladores não somente permite uma avaliação do desempenho dos modelos e correlações frente a dados reais de campo, como também permite o dimensionamento, e controle de operações típicas e inerentes aos sistemas de produção e transporte de petróleo.

Dentre os simuladores comerciais disponíveis e mais utilizados no mercado pelas companhias de petróleo, universidades, centros de pesquisas e empresas de consultorias e projetos, encontra-se, dentre outros, para escoamento multifásico transiente o OLGA, e o TACITE, e para escoamentos permanentes o Flossystem, WellFlow e PIPESIMTM. É igualmente comum encontrar-se nas companhias de petróleo simuladores desenvolvidos internamente – o MARLIM é uma desses desenvolvidos e largamente utilizado na PETROBRAS. Para o desenvolvimento do estudo desta tese foi decidido utilizar um simulador comercial – permitindo eventuais reproduções das simulações por outrem – e dentre os disponíveis fez-se a opção pelo “PIPESIMTM”; isso por tratar-se de um simulador completo e que inclusive dispõe de algoritmo para a situação de redes convergentes – a semelhança do que ocorre num sistema de produção usando *manifolds* – e também por acreditarmos ser o simulador que estava sendo considerado para utilização nos futuros estudos nessa área nesta Universidade. E por último, com a colaboração da PETROBRAS na execução desta monografia, a mesma permitiu o acesso a uma de suas unidades (CENPES) e uso de uma de suas licenças desse simulador.

2.5.2 Simulador Computacional PIPESIMTM.

Desenvolvido pela Baker Jardine *Petroleum Engineering & Software*, o Simulador PIPESIMTM. *for Windows* versão *Build 26*, tem um conjunto de módulos de simulação numérico computacional os quais permitem as seguintes opções de análise para um sistema de produção:

- *System Temperature and Pressure Profiles* – Permite que o perfil de pressão e temperatura seja determinado como uma função da distância ao longo de todo o sistema. Ambos os perfis são gerados nó a nó, basicamente em todo o sistema.
- *System Analysis* – O sistema de análise operacional permite que o usuário possa variar as condições de operação do sistema, caso a caso de acordo com a análise de sensibilidade.
- *Nodal Analysis* – Proporciona uma solução única para um problema de escoamento individual. O modelo permite o usuário realizar um estudo de análise de sensibilidade e criar curvas dos sistemas analisados.
- *Reservoir Simulator Interface* – Permite ao usuário gerar curvas de dados de entrada para o simulador de reservatórios. Estas curvas suprem o simulador de dados necessários para definir a pressão no fundo do poço, na coluna de produção e na cabeça do poço como função da vazão, razão gás/óleo, razão água/líquido (*watercut*), pressão na superfície e vazão de injeção de *gas lift*, onde aplicável.
- *Optimum Horizontal Completion Length* – Permite ao usuário determinar o comprimento econômico de produção de uma “completação” horizontal.
- *Artificial Lift Performance Modelling* – Essa opção permitir ao usuário analisar os efeitos da aplicação de um sistema de elevação artificial (*Electric Submersible Pump* ou *gas lift*).

No presente estudo em que investigamos o uso de um sistema de bombeamento multifásico, instalado num *manifold* de um sistema submarino de produção e transporte de petróleo, será feito uso dos seguintes módulos desse simulador PIPESIMTM :

- *Pipesim for Windows – Single Branch* – nos estudos de poço único;
- PIPESIMTM.-*Net* - no estudo de sistemas compostos por vários poços.