

**FERNANDO INTI LEAL**

# **Modelagem e Simulação de Mecanismos Artificiais de Elevação em Plataformas Offshore de Prospecção de Petróleo**

**Dissertação apresentada à Escola Politécnica  
da Universidade de São Paulo a título de  
trabalho de conclusão de curso.**

**Orientador: Prof. Dr. Silvio de Oliveira Jr.**

**São Paulo**

**2006**

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

**Leal, Fernando Inti**

**Modelagem e simulação de mecanismos artificiais de elevação em plataformas offshore de prospecção de petróleo / F.I. Leal.-- São Paulo, 2006.**

**50 p.**

**Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.**

**1.Estruturas offshore 2.Petróleo (Extração; Modelos; Simulação) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II.t.**

## SUMÁRIO

Lista de figuras .....	4
Glossário .....	5
Resumo .....	7
Abstract.....	8
1) INTRODUÇÃO.....	9
1.1) Objetivos .....	10
1.2) Metodologia .....	10
2) Revisão Bibliográfica .....	11
3) Métodos de Elevação.....	15
3.1) Gas-lift.....	15
3.2) Bombeamento Multifásico Submarino .....	18
3.3) Perspectivas.....	19
4) Escoamento Multifásico .....	20
4.1) Regimes de Escoamento em Dutos Verticais.....	22
4.2) Modelos Matemáticos .....	24
4.3) Modelo de Múltiplos Fluidos .....	25
4.4) Continuidade ou Conservação da Massa.....	25
4.5) Conservação da Quantidade de Movimento.....	26
5) Modelagem da Coluna.....	28
5.1) Condições de Contorno e Equações de Fechamento.....	28
5.2) Efeito da Injeção de Gás na Produção de Óleo .....	31
6) Dados do Reservatório .....	32
6.1) Dados dos Fluidos Produzidos .....	32
6.2) Dados da Geometria do Riser.....	33
6.3) Dados da Bomba Multifásica .....	33
7) Simulação Numérica.....	33
7.1) O software CFX® 5.7 .....	34
7.2) Geometria do Riser.....	34
7.3) Simulação do regime transiente .....	35
7.4) Simulação do regime permanente .....	39
8) Comparativo SMBS X GL .....	44
9) Conclusões .....	48
10) Referências Bibliográficas .....	49

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 3.1: Mecanismo de gas lift. ....	15
Fig. 3.2: Esquema do mecanismo de GL instalado numa plataforma off-shore. ....	16
Fig. 3.3: Esquema do gas lift tal como implementado na prática. ....	17
Fig. 4.1: Mapa de escoamento para riser vertical em função das velocidades superficiais (fonte: Taitel et al. (1980)) .....	21
Fig. 4.2: Regimes de escoamento em dutos verticais (fonte: Guet&Ooms (2006)). ....	22
Fig. 4.3: Modelo detalhado para escoamento pistonado (fonte: Podowski (1999)). ....	23
Fig. 4.4: Representação gráfica da força normal entre as interfaces. ....	26
Fig. 4.5: Esquema do mecanismo de gas lift instalado no poço (fonte: Guet&Ooms (2006)).	27
Fig. 5.1: Modelo da coluna de produção e distâncias envolvidas. ....	28
Fig. 6.1: Esquema do poço, mandris de GL e SMBS (fonte: Baruzzi et al. (2001)). ....	32
Fig. 7.1: Geometria da coluna de elevação. ....	35
Fig. 7.2: Desenvolvimento do slug no riser ( $85 < t < 100s$ ). ....	36
Fig. 7.3: Desenvolvimento do slug no riser ( $100 < t < 120s$ ). ....	37
Fig. 7.4: Desenvolvimento do slug no riser ( $125 < t < 175s$ ). ....	38
Fig. 7.5: Vazão volumétrica de líquido em função da taxa de injeção de gás na coluna ....	39
Fig. 7.6: Efeito do aumento da injeção de gás sobre o padrão de escoamento. ....	40
Fig. 7.7: Comparação das vazões de óleo no poço operando com GL em função do tempo. ....	41
Fig. 7.8: Comparação das vazões de óleo no poço operando com GL em função da taxa de injeção de gás. ....	41
Fig. 7.9: Curvas mestras do GL (GLR 0-2000) em regime permanente com vazão de óleo mantida constante. ....	42
Fig. 7.10: Curvas mestras do GL (GLR 2000-10000) em regime permanente com vazão de óleo mantida constante. ....	43
Fig. 8.1: Diagrama esquemático da plataforma Marlim. ....	45
Fig. 8.2: Consumo de eletricidade dos equipamentos instalados no poço 7-MRL-72D-RJS	46.
Fig. 8.3: Carga de aquecimento. (fonte: Nakashima (2001)) .....	47

## Glossário

**N:** Propriedade extensiva do fluido;

$\eta$ : propriedade intensiva do fluido associada a N;

**m:** massa;

**$\rho$ :** massa específica do fluido;

**dV:** volume de controle infinitesimal;

**VC:** volume de controle;

**A:** área da secção transversal do tubo [m<sup>2</sup>]

**D:** diâmetro da tubulação [m]

**g:** aceleração da gravidade [m/s<sup>2</sup>]

**J:** velocidade superficial [m/s]

**$\alpha$ :** fração de vazio [–]

**x:** título mássico [–]

**$\beta$ :** título volumétrico [–]

**G:** fluxo mássico

**L0:** comprimento do tubo entre a entrada e a válvula

**L1:** distância entre a válvula e a superfície da lâmina d'água

**L2:** distância entre a válvula e a saída na plataforma

**L3:** comprimento total da tubulação de gás-lift

**Pe:** pressão estática ao infinito no reservatório

**Pwf:** pressão de fundo em fluxo

**Ps:** pressão externa de referência

**GFV :** fração volumétrica de gás

**Re :** número de Reynolds

**v :** viscosidade cinemática (m<sup>2</sup>/s)

**$\lambda$  :** coeficiente de atrito

**$\mu$  :** viscosidade dinâmica (Pa.s)

**$\theta$  :** ângulo (rad)

**Q:** vazão volumétrica [m<sup>3</sup>/min] ou [m<sup>3</sup>/s]

**q:** vazão volumétrica em z [m<sup>3</sup>/s]

**R:** constante do gás [J/(kg K)]

**T:** temperatura [K], torque [Nm]

**t:** tempo [s]

**U:** velocidade de deriva [m/s]

**$\rho$  :** massa específica (kg/m<sup>3</sup>)

**$\tau$  :** tensão de cisalhamento (N/m<sup>2</sup>)

**V:** velocidade [m/s]

**z:** distância vertical a partir do ponto de injeção de gás [m]

**$\Gamma$ :** taxa de injeção de gás por unidade de volume da mistura [kg/m<sup>3</sup>s]

**P:** pressão na coluna [Pa]

**M:** Momento Linear [Nm], massa molecular [kmols/kg]

**Z:** coeficiente de compressibilidade

**G:** Forças de Campo [N]

**API:** densidade °API

**R:** constante universal do gases [J/molK]

**$\xi$ :** coeficiente de perda na válvula de injeção de gás [–]

**$\sigma$ :** tensão superficial da fase líquida [N/m]

**Subscritos**

**1:** ponto de injeção de gás (válvula e mandril de GL)

**2:** saída do riser

**g:** fase gasosa

**f,l:** fase líquida

**m:** mistura

**k:** fase genérica

**a:** água

**o:** óleo

**atm:** atmosférico, ambiente

**Sobrescritos**

**·** : quantidade por unidade de tempo

**turb:** refere-se à escoamento turbulento

## **Resumo**

O objetivo deste trabalho é o de desenvolver um modelo para o mecanismo de elevação artificial conhecido genericamente por gás lift. A comparação entre métodos de elevação pode ser realizada diretamente, via testes experimentais, ou de maneira indireta, através de simulação computacional. Optou-se pelo desenvolvimento de um modelo próximo ao estado-da-arte atual da tecnologia de gas-lift para comparação com os resultados da simulação do modelo para a bomba multifásica em Nakashima (2000 e 2001).

Inicialmente foi estabelecido um regime de escoamento, para que fossem conhecidas as condições de contorno das interfaces e fosse estabelecido o volume de controle, sobre o qual seriam aplicadas as equações constitutivas do escoamento. Em seguida foram formuladas hipóteses simplificadoras e adequadas, e criada uma geometria para o riser no qual o mecanismo seria simulado, que seria posteriormente usada na simulação numérica em software de CFD. Foi simulado então, no software CFX® 5.7, o comportamento do gas lift, tanto nos regimes transiente, a título de ilustração, quanto no regime permanente, para análise de dados e parâmetros relevantes do mecanismo.

Finalmente foi feita uma comparação com os resultados obtidos no comparativo entre o SMBS e o GL por Nakashima, (2001) mostrando em quais situações os mecanismos apresentam melhor desempenho.

Palavras-chave: Estruturas offshore. Petróleo (Extração; Modelos; Simulação).

## **Abstract**

The objective of the following research is developing a model for the artificial lifting mechanism known generally as gas lift. The comparison between lifting mechanisms can be performed directly, through experiments, or indirectly, through computational simulation. It has been chosen to develop a closer to the state-of-the-art model for the gas lift, in order to compare it with the results of the multiphase pump simulation in Nakashima (2000 and 2001).

Initially a flow pattern has been established, so that the boundary conditions would be known and the control volume would be established, in which the intrinsic equations of the flow would be applied. Then, simplifying and adequate hypothesis were formulated, and the geometry of the riser in which the mechanism would be simulated was created, that would be later used in the numerical simulation with a CFD software. It was then simulated, in the CFX® 5.7 software, the behavior of the gas lift, both in the transient, as an illustration, and in the steady-state flow, in order to evaluate data and relevant parameters of the mechanism.

And finally a comparison with the results obtained in the comparison between the SMBS and the GL by Nakashima (2001) has been performed, showing in which situations the mechanisms present a higher performance.

**Keywords:** Offshore Structures. Petroleum, Oil (Extraction; Simulation; Modeling).



## 1. Introdução

O choque do petróleo de 1973 deu o primeiro impulso necessário à exploração do petróleo offshore. Isto porque, com o aumento brusco do preço do petróleo e a possibilidade de escassez do produto no mercado, os países consumidores passaram a desenvolver programas de economia de combustíveis e de geração de energias alternativas. Ao mesmo tempo, buscou-se encontrar novas jazidas em regiões consideradas inviáveis economicamente devido à complexidade de seus ambientes, o que incentivou a exploração *offshore* em locais como o Mar do Norte, por exemplo. Mesmo antes do primeiro choque do petróleo, o Brasil desenvolvia exploração na costa brasileira, em Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Bahia, iniciado nos anos 60 na Bacia de Sergipe, campo de Guaricema, situado em lâmina d'água de cerca de 30 metros na costa do estado de Sergipe.

Até 1977 as atividades de produção *offshore* no Brasil limitaram-se às áreas do Nordeste brasileiro em lâminas d'água de até 50 metros. Em 1974 houve a primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos, atualmente a principal província petrolífera do Brasil, localizada na costa do estado do Rio de Janeiro.

Atualmente os poços submarinos correspondem a mais de 90% (Fonte: ANP) da produção total no Brasil e cerca de 23% das reservas brasileiras de petróleo encontram-se em profundidades entre 1000 e 2000 metros.

Segundo estimativas da Petrobrás, que lidera o ranking mundial das empresas exploradoras de petróleo e gás a altas profundidades, 50% das reservas a serem descobertas encontram-se em águas profundas e ultra-profundas. Atualmente já se exploram jazidas a 3000 metros, e nestas escalas, a tecnologia para tornar a exploração econômica e viável ainda precisa ser desenvolvida ou, no mínimo, aperfeiçoada.

E é neste cenário que métodos de elevação se inserem como uma alternativa interessante e eficaz para aumentar os níveis de produção ou mesmo para viabilizar a exploração de poços com petróleo pesado que não possuem vazão mínima para serem considerados economicamente viáveis.

Diversos métodos de elevação artificial são atualmente empregados em poços de petróleo, sendo o mais comumente usado o gas-lift. Dentre estes métodos temos o SMBS, ou, sistema multifásico de bombeamento submarino, e as chamadas ESP's, ou bombas elétricas submersíveis. O gas-lift é um método pneumático de elevação porque emprega gás no seu funcionamento, gás este que pode ser oriundo do próprio fluido produzido, ou ar, nitrogênio dentre outros.

## **1.1 Objetivos**

Resumidamente os objetivos deste trabalho são a construção de um modelo para simulação do gas-lift, no regime transiente e no regime permanente para posterior obtenção de resultados de variáveis relevantes na análise de desempenho, tais como curvas mestras, vazões e potência consumida, além de uma comparação com os resultados de outros métodos de elevação artificial tais como o SMBS nos quesitos de potência consumida e vazões correspondentes.

## **1.2 Metodologia**

A comparação entre métodos de elevação pode ser realizada diretamente, via testes experimentais, ou de maneira indireta, através de simulação computacional. Optou-se pelo desenvolvimento de um modelo próximo ao estado-da-arte atual da tecnologia de gas-lift para comparação com os resultados da simulação do modelo para a bomba multifásica em (Nakashima 2005)

A metodologia adotada na obtenção deste modelo foi a seguinte:

- 1) Estabelecimento de um regime de escoamento;
- 2) Modelo matemático de análise do escoamento;
- 3) Formulação de hipóteses simplificadoras e adequadas ao mecanismo de gas-lift;
- 4) Simulação do mecanismo em CFD aliado a algoritmos de solução;
- 5) Análise e comparação dos resultados;
- 6) Estabelecimento de faixas de aplicação para cada método e pontos de operação para o gás-lift.

## 2. Revisão Bibliográfica

**Aamo et al. (2005)** desenvolveram controle via observador de estados não-linear para o fluxo multifásico que se apóia em medições realizadas exclusivamente pela superfície, e utiliza estas medições para estimar o campo de pressões ao longo da coluna de elevação para correspondente atuação do sistema de controle. O ponto principal desta configuração é a de que ela explora a estrutura do modelo adotado para o gas-lift para obter resultados confiáveis a respeito do escoamento no sistema. Realizam ainda um comparativo com testes experimentais em seu modelo para expor o potencial de aumento na produção de poços de gás-lift através da estabilização do escoamento multifásico.

**Baruzzi et al. (2001)** simularam ao longo de 20 anos a influência da instalação de um sistema multifásico de bombeamento no poço 7-MRL-72D-RJS localizado numa lâmina d'água de 641 metros, os parâmetros simulados foram diversos, dentre eles, pressão de sucção, incremento de pressão, temperatura na sucção e na descarga, vazão de líquido na sucção, vazão total de fluidos na sucção e fração volumétrica de gás livre na sucção. Além disso foram consideradas quatro diferentes situações de funcionamento, sem a bomba e com gás-lift, com a bomba e sem o gás-lift, gás-lift e bomba em conjunto com vazão de gás-lift adequada e finalmente a mesma situação anterior com vazão de gás-lift em excesso.

**Brown (1980)** descreve os mecanismos artificiais e suas variantes mais comuns, cita ainda as principais aplicações do sistema além de procedimentos simplificados de cálculo para campo de pressões ou dimensionamento das câmaras de acumulação e válvulas. Apresenta ainda uma série de curvas de funcionamento para as qualidades de gás-lift estudadas bem como os parâmetros que influem diretamente na forma destas curvas.

**Guet e Ooms (2006)** estabeleceram uma análise qualitativa geral do mecanismo de gás-lift e estudaram a influência de parâmetros relevantes no comportamento do escoamento, tais como, fração de vazio, velocidade das fases, mudanças no regime de escoamento e problemas na estabilidade do sistema. Seu modelo adota o fluxo de deriva como base e suas decorrências. Discutem ainda as conseqüências para o desempenho do gás-lift em determinadas configurações e questões relacionadas à otimização do sistema como um todo.

**Herringe e Davis (1978)** estudam através de um modelo homogêneo de escoamento multifásico, os efeitos distribuídos atuantes sobre o escoamento, definem o fator de atrito de forma similar, como esperado pelo modelo, tal qual no escoamento monofásico. Estudam como cada regime de escoamento influi nas propriedades das fases, principalmente a sua fração de vazio e suas velocidades superficiais e relativas.

**Hsu e Dudovic (1980)** desenvolveram um modelo para prever a recirculação de líquido em reatores operando em gás-lift. Seu modelo se baseou em correlações experimentalmente determinadas para a taxa média de acumulação de gás na coluna e a queda de pressão correspondente no escoamento, suas previsões teóricas acabaram por validar suas medições experimentais na recirculação do líquido na coluna.

**Husain e Spedding (1976)** conduziram um estudo experimental sobre a teoria do escoamento bifásico gás-líquido que estava se desenvolvendo até então. No seu modelo, a chamada bomba de gás-lift era vista como um sistema termodinâmico fechado compostos por um gás invíscido e fluidos com insuficiente energia potencial para fluir pela coluna de produção sem a injeção de uma energia adicional externa. A energia requerida era oriunda da expansão isotérmica do gás no *riser*. Fizeram uma analogia do sistema com o sistema na teoria de Planck da radiação do corpo negro, onde a potência média do orifício emissor é combinada com equações derivadas da formação de bolhas no líquido invíscido para fornecer uma equação de saída.

**Kabir e Hasan (1990)** estudaram a aplicação de seu modelo na determinação da queda de pressão numa coluna de produção de petróleo, seu modelo é capaz de lidar com canais circulares e anulares e agregam os tipos principais de escoamento na estimativa da fração de vazio e da queda de pressão na coluna usando correlações padrão para estimar as propriedades dos fluidos.

Visaram uma comparação de seu modelo computacional com outros existentes como o de Hagedorn e Brown (1965) , Aziz et al. (1972) e Duns e Ross 1963, todos trabalhos que adotaram metodologias similares e mesmos bancos de dados o o que os levou a usar um conjunto de dados independente.

**Machado (1988)** desenvolveu um modelo mecanicista baseado em princípios físicos e relações empíricas, aplicando-o ao cálculo das principais variáveis que atuam no ciclo de produção, tais como: recuperação de líquido, tempo de acumulação, vazão de gás injetado, fração de vazio e o campo de pressões ao longo da coluna. O modelo considera também a existência ou não de um pistão, este modelo desenvolvido é aplicado ao conjunto de testes experimentais realizados por Neely et al [24] mostrando um certo grau de validação do modelo. Realizou também um estudo de sensibilidade de parâmetros para um caso padrão.

**Nakashima (2000 e 2005)** desenvolveu um modelo termo-hidráulico para uma bomba multifásica do tipo duplo parafuso, seu modelo prevê o comportamento de parâmetros tais como a distribuição de pressão e temperatura ao longo do parafuso, vazão e vazão de refluxo e potência consumida dentre outros, estudou ainda a influência de certos parâmetros no desempenho exergético da bomba e seus resultados mostraram que estes dependem de certos parâmetros de operação como a fração de vazio, o tipo de líquido e o gradiente de pressão. A mesma metodologia desenvolvida para os estudos paramétricos citados acima foi utilizada para comparar o desempenho de uma plataforma “offshore” em três situações: plataforma operando isoladamente, com o auxílio de “gas lift” ou com o auxílio de uma bomba multifásica. A geometria da bomba multifásica utilizada nas simulações foi a do sistema SBMS-500 da Petrobras. As simulações foram feitas utilizando-se as condições de operação previstas no relatório de BARUZZI et al. (2001) para o poço 7-MRL-72D-RJS

**Nakashima e Oliveira Jr. (2001)** desenvolveram uma metodologia para comparação exergética e termoeconômica do SBMS com sistemas convencionais de processamento primário. Essa comparação foi feita criando-se dois cenários de operação para a bomba. Com esses cenários, realizou-se alguns estudos paramétricos para verificar possíveis benefícios que a utilização da bomba multifásica propiciaria. Para essas comparações iniciais foi considerada a geometria da bomba ensaiada por HATTON (1993) nas simulações envolvendo o modelo da bomba multifásica. Para a plataforma “offshore”, considerou-se a planta de Marlim como base para as simulações.

**Neely et al. (1974)** desenvolveram um modelo analítico que tinha como hipótese simplificadora a velocidade constante da subida da golfada e realizaram diversos teste em um poço monitorado para posteriores comparação de resultados com os modelos de Brill et al. (1967) e White et al. (1963) sendo que seus resultados corroboraram os de Brill et al., puderam concluir ainda que grande parte da recuperação de líquido deve-se ao líquido que permanece disperso no gás que se sucede às golfadas de líquido.

**Paladino (2001)** propõe um estudo teórico e experimental de escoamentos multifásicos dispersos em medidores de vazão baseados em gradiente de pressão diferencial, como placas de orifício e tubos Venturi.

Para este estudo, propôs a utilização do modelo de múltiplos fluidos com formulação baseada num enfoque Euleriano do escoamento. Realizou ainda um estudo qualitativo experimental do escoamento bifásico água-ar em constrições para obtenção de valores a cerca do sistema para posterior comparação com seu modelo teórico.

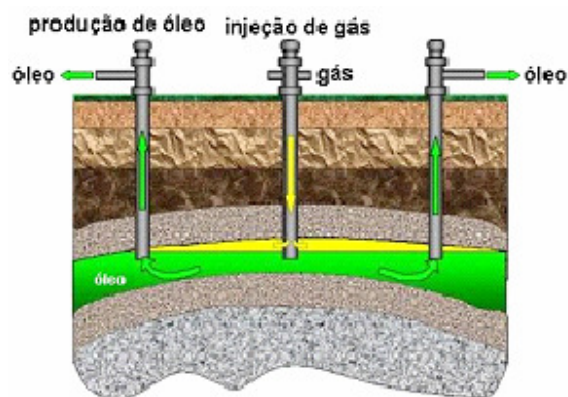
**Santos (1997)** desenvolveu, para diversas condições de reservatório, uma metodologia de seleção entre quatro variedades de gás-lift intermitente, o modelo de escoamento adotado para todos os casos foi homogêneo, com similaridades com o escoamento monofásico em regime permanente unidimensional. O modelo considera que a válvula de gás-lift assume apenas duas posições aberta ou fechada e esta premissa serviu como variável de controle do timing da injeção de gás.

**Sousa (2006)** analisou as mais diversas tecnologias de bombeamento multifásico submarino através de uma análise técnica que contemplasse as potencialidades de cada tecnologia, bem como, uma análise econômica que objetivou evidenciar os custos de investimento e de operação, e as receitas esperadas, além de uma descrição acerca de cada uma dessas tecnologias e seu estado atual de desenvolvimento.

### 3. Métodos de Elevação

#### 3.1 Gas-Lift

O gas-lift é um dos métodos mais típicos de elevação artificial na produção de óleo, ele é barato, fácil de executar, muito eficaz em uma escala larga de circunstâncias e requer menos manutenção quando comparado à outras alternativas.



O princípio básico consiste em diminuir o gradiente de pressão no líquido através do gás injetado. A mistura resultante torna-se menos pesada do que o óleo original de modo que se inicie a eventualmente fluir.

**Figura 3.1 – Mecanismo de Gás Lift**

Os sistemas artificiais de elevação são requeridos quando a pressão de um poço não é suficiente para manter a produção de óleo com retorno econômico satisfatório. Esta situação é típica nos campos de óleo maduros onde um aumento do chamado *watercut* ou uma diminuição natural da pressão do reservatório faz com que os poços cessem o fluxo natural. A seleção do sistema artificial de elevação é baseada frequentemente na experiência, preferências não técnicas e mesmo os mitos técnicos de hoje em dia.

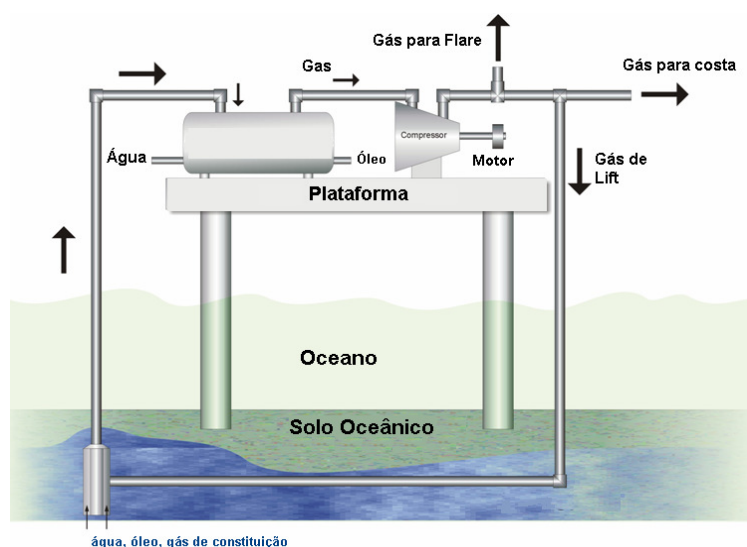
O custo mais elevado da operação nos campos de óleo tende a ser devido principalmente aos sistemas artificiais e o gas-lift é provavelmente o sistema artificial mais extensamente usado.

De fato ele é considerado frequentemente em alguns reservatórios como o único sistema artificial de elevação passível de ser usado; nestes sistemas, um gás é injetado no poço para modificar a densidade da mistura e para fornecer então a energia suficiente para produzir o fluxo do petróleo. A injeção do gás é usada tanto de maneiras contínuas como descontínuas (ou intermitentes) e a injeção contínua é a maneira mais usada atualmente, já que a injeção intermitente se transforma numa alternativa melhor somente naqueles casos onde a injeção contínua não se mostra eficiente.

A escolha de um tipo de instalação para um poço em particular é de extrema importância, se o poço será dimensionado para fluxo contínuo ou intermitente é outro fator crucial, sendo a condição continua mais comumente usada como mencionado anteriormente.

Fora isso, condições tais como arraste de areia, quantidade de água, bem como os desempenhos de produção futuros do poço irão determinar uma maior ou menor complexidade na instalação, de maneira que poços de prospecção *offshore* requerem uma análise completa devido aos altos custos de re-processamento.

No caso mais geral, sabe-se que nas linhas de produção de petróleo, há um fluxo de gás, óleo e água, onde pode haver água em emulsão oleosa, na qual o óleo circunda glóbulos de água ou o contrário.



**Figuras 3.2:** Esquema do mecanismo de gas-lift instalado numa plataforma off-shore

A forma como se desenvolve o fluxo ao longo da linha de produção realimentada por gas-lift pode vir a fornecer potencial valor na estimativa das perdas ao longo do riser e desta maneira estimar com maior precisão os gastos com potência necessários para as finalidades desejadas, o que é parte dos objetivos deste trabalho. A figura 3.2 representa esquematicamente o processo de produção de óleo pelo método de gás lift tal como implementado na pratica.



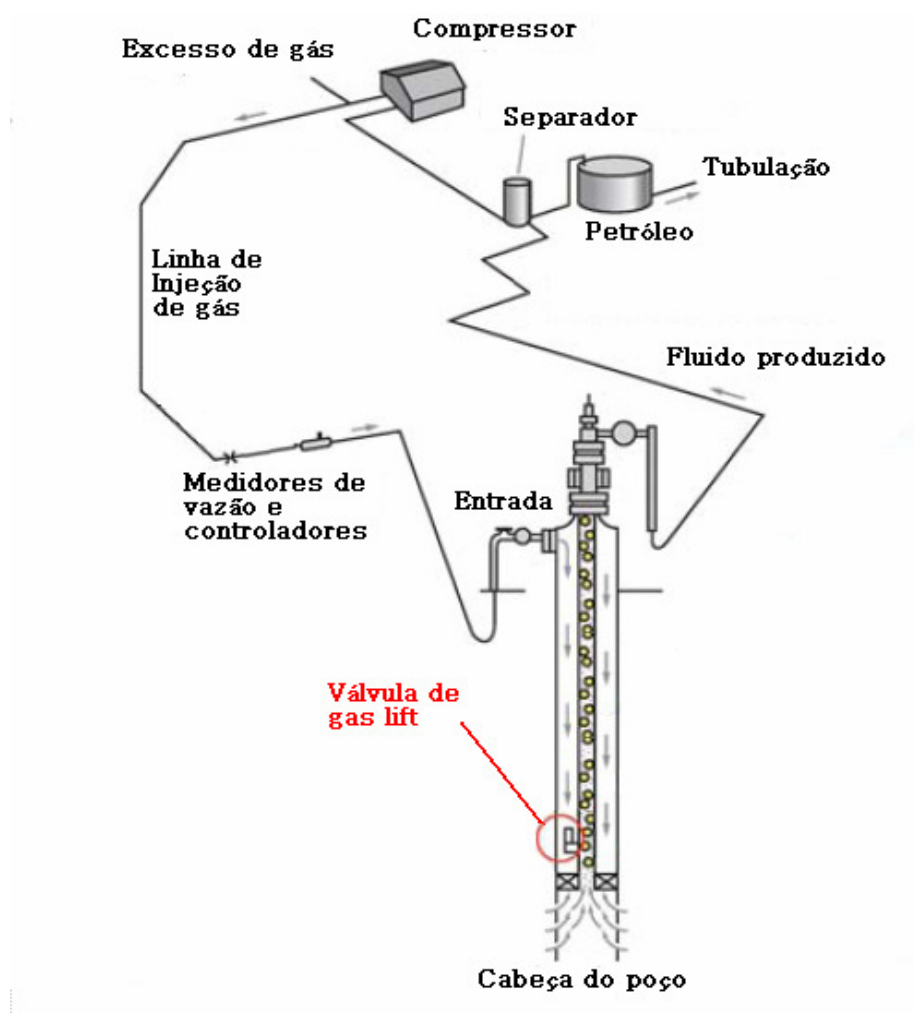


Figura 3.3 – Esquema do gás-lift tal como implementado na prática

A diferença básica do método de gás lift contínuo para o intermitente é a presença neste segundo de um intermitor situado próximo ao poço, que mantém a válvula fechada quando a resultante das forças que atuam no fole e na esfera da haste for negativa; e aberta, caso a resultante destas forças seja positiva [Santos 1997]

Basicamente, a diferença de pressão estática entre o reservatório e a pressão do fluxo, é a responsável pelo abastecimento do poço pelos fluidos constantes na mistura, que como já anteriormente mencionado são usualmente água, óleo e gás.

### 3.2 Bombeamento Submarino Multifásico

As primeiras tentativas de se utilizar as bombas multifásicas em conjunto com mecanismos de gas-lift remetem aos primeiros anos da década de 70 quando a indústria de petróleo começa a concentrar pesquisas no desenvolvimento de uma máquina de fluxo capaz de adicionar, diretamente, energia para o fluido multifásico proveniente de poços de petróleo.

Parte da exergia disponível numa plataforma na planta de processamento de petróleo é consumida nos processos internos a ela e este fator é determinante no desempenho exergético da mesma, pode-se notar que em geral a bomba multifásica apresenta um alto custo de implantação inicial e uma baixa eficiência. A bomba multifásica foi modelada (Nakashima, 2005) de maneira geral por um conjunto de separadores, compressores e bombas, simulando assim os estágios (câmaras) da mesma. Notou-se um desvio do comportamento real pois além das perdas desconsideradas por refluxos outros que não os periféricos, mas existe uma limitação prática neste modelo, onde a bomba seria melhor modelada à medida que aumentassem o número de estágios. O propósito de um sistema de bombeamento multifásico submarino é prover uma solução robusta para a elevação e escoamento do fluido multifásico (óleo, gás livre, água e eventualmente, sólidos em suspensão), proveniente diretamente da cabeça do poço ou de um *manifold*, para o sistema de processamento primário, instalado em mar ou em terra. A robustez destes sistemas refere-se à ampla faixa de cobertura das bombas multifásicas, quanto às frações de gás contidas no fluido, dispensando a utilização de sistemas de separação submarinos e permitindo a exportação de todo o fluido por uma linha única.

Sendo estas bombas tolerantes à altas frações de gás, viabiliza-se a instalação do equipamento fora do poço, ou seja, no próprio leito marinho.

As bombas multifásicas tornam-se uma opção atrativa, particularmente para desenvolvimento de campos com as seguintes características [29]:

- a) Baixa pressão de escoamento na cabeça de poço;
- b) Alta FVG;
- c) Linhas (*flowlines*) de produção de grandes extensões;
- d) Campos em águas profundas;
- e) Fluidos de alta viscosidade;

O uso de sistema de bombeamento multifásico, em conjunto ou substituindo métodos convencionais, ao viabilizar a exportação do gás em conjunto com o líquido, proporciona alguns benefícios como indicado [29]:

- a) Redução da quantidade e a complexidade de equipamentos de separação na plataforma;
- b) Baixo risco ambiental e de segurança com a eliminação das facilidades para queima do gás em alta pressão na plataforma;
- c) Possibilitar a produção onde não seja permitida a queima de gás, ou seja, antieconômica à produção de gás não associado;
- d) Potencial de otimização no uso de linhas de escoamento da produção, devido à possibilidade de produzir concomitantemente, campos de diferentes características;

### **3.3 Perspectivas**

Para as perspectivas da situação futura dos poços de prospecção de petróleo é esperada uma sensível redução na produção e métodos de re-processamento, como o gas-lift, poderão se tornar menos eficientes, desta forma propõe-se neste trabalho um enfoque maior no estudo e simulação de um mecanismo de gas-lift mais próximo do seu estado-da-arte, e os resultados advindos deste modelo serão confrontados com os atuais resultados de simulação existentes para a bomba multifásica, de forma a validar ou não o fato de que a mesma se mostrou vantajosa em cenários futuros, particularmente em casos onde a fração volumétrica GVF é menor, o que é devido a uma queda de produção, além disso se existem condições em que ambos trabalhando juntos seria mais vantajoso.

A modelagem de uma coluna de líquido, impulsionada por gás pressurizado é de difícil caracterização, na medida em que envolve transientes multifásicos.

À medida que isto ocorre a coluna hidrostática aumenta a pressão do fluxo, diminuindo a vazão do líquido no reservatório e, conseqüentemente, a taxa de crescimento da coluna dentro da linha. Isso, para um tempo de acumulação suficientemente grande, levará a vazão a zero, devido ao equilíbrio de pressões.

#### 4. Escoamento Multifásico

O fluido que sai do meio poroso (rocha reservatório) é um fluido multifásico, como já mencionado, o que dificulta a determinação do gradiente de pressão na coluna de elevação.

Adicionalmente a forma e a posição das interfaces é, *a priori*, desconhecida o que representa uma dificuldade adicional no tratamento do problema.

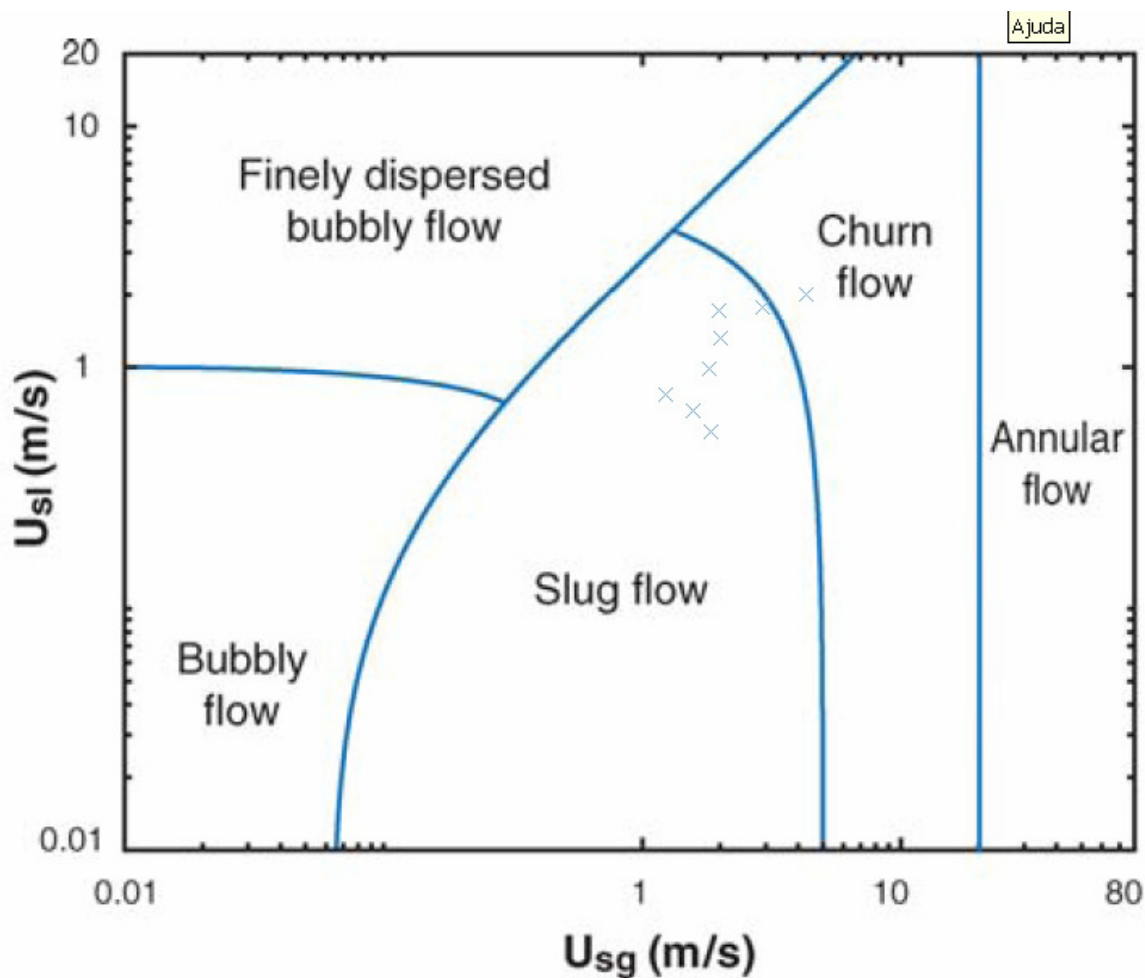
A diferença das velocidades entre as fases, e sua geometria, influenciam sobremaneira o comportamento do escoamento e constituem, portanto, a base para a classificação do regime de escoamento. Fora isso as propriedades físicas (densidade, viscosidade, tensão superficial) também são fatores determinantes em como o escoamento vai se desenvolver ao longo da tubulação.

Desta maneira, foi inicialmente estimado, baseado nos dados de produção e previsões do poço qual seria o regime de escoamento.

O mapa de escoamento nesta seção obtido na bibliografia é uma das formas de se predizer, para uma dada condição de escoamento multifásico, numa dada tubulação, qual será o regime aproximado que será esperado. Para validar a formulação do modelo baseado nas condições de contorno do escoamento tipo slug utilizou-se os dados médios de produção do poço [Baruzzi 2001] e dos fluidos produzidos e validou-se a hipótese de escoamento tipo pistonado (golfada).

Ano	$dQ_{gi}/dQ_l$ ( $\text{Sm}^3/\text{Sm}^3$ )	Lift gas ( $\text{Sm}^3/\text{d}$ )	Vazão de Líquido ( $\text{Sm}^3/\text{d}$ )	Vazão de óleo ( $\text{Sm}^3/\text{d}$ )
2000	1000	100.000	1408	1408
2001	1000	40.000	1345	1345
2002	1000	60.000	1282	1282
2003	1000	100.000	1277	1277
2006	1000	100.000	1406	1308
2010	1000	100.000	1535	1335
2015	1000	140.000	1588	905
2020	1000	140.000	1574	693

Tabela 4.1 – Dados de produção do poço 7-MRL-72D-RJS (Baruzzi et al. 2001)



**Figura 4.1 – Mapa de escoamento para riser vertical em função das velocidades superficiais (Taitel et al. 1980)**

Nota-se que ao inserir os pontos referentes ao escoamento no poço tal como na tabela 4.1, pode-se identificar uma tendência do escoamento em se concentrar na região de escoamento tipo golfada (Ver Fig. 4.2-b), esta característica é importante, pois como será demonstrado a seguir, uma das condições para o estudo do escoamento multifásico e determinação das condições de contorno da interface é o conhecimento prévio do tipo de escoamento que se desenvolve no riser para uma faixa de condições de operação, neste caso a vazão de líquido produzido versus a taxa de injeção de gás na tubulação.

#### 4.1 Regimes de Escoamento em Dutos Verticais

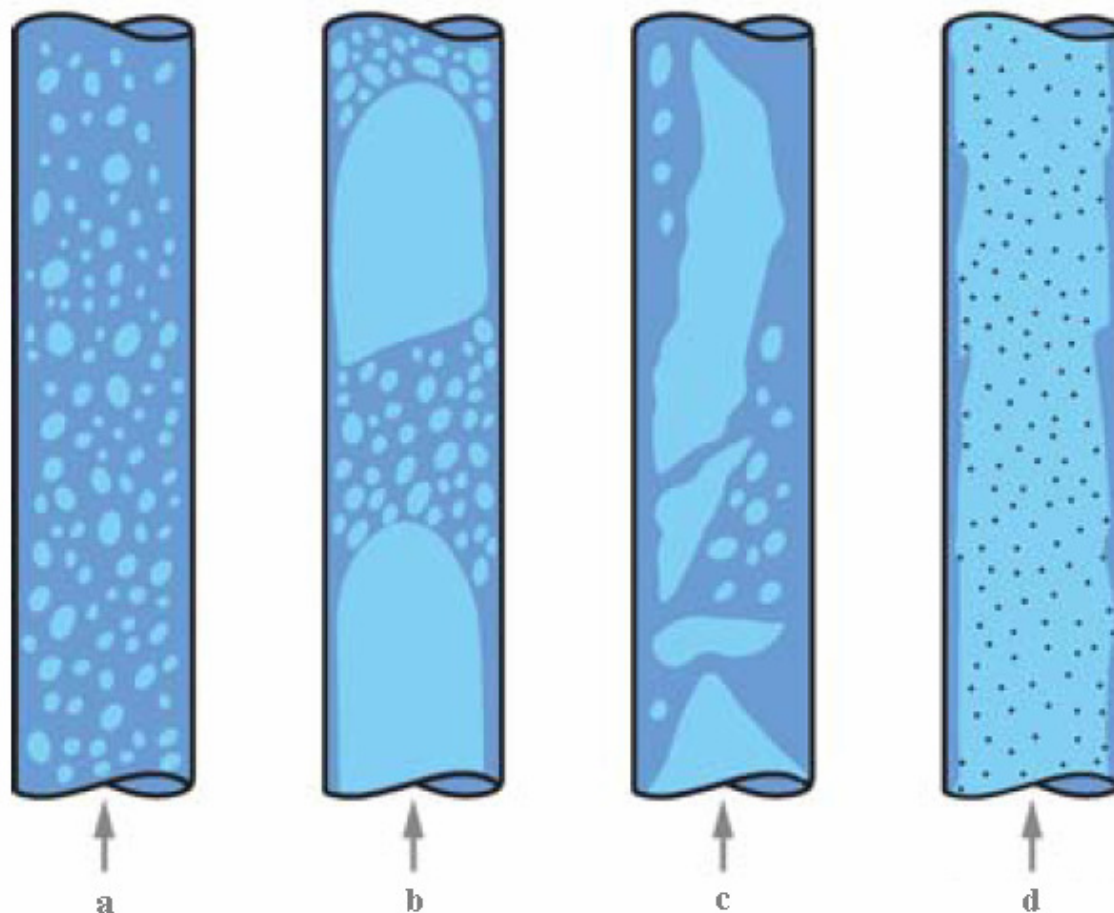
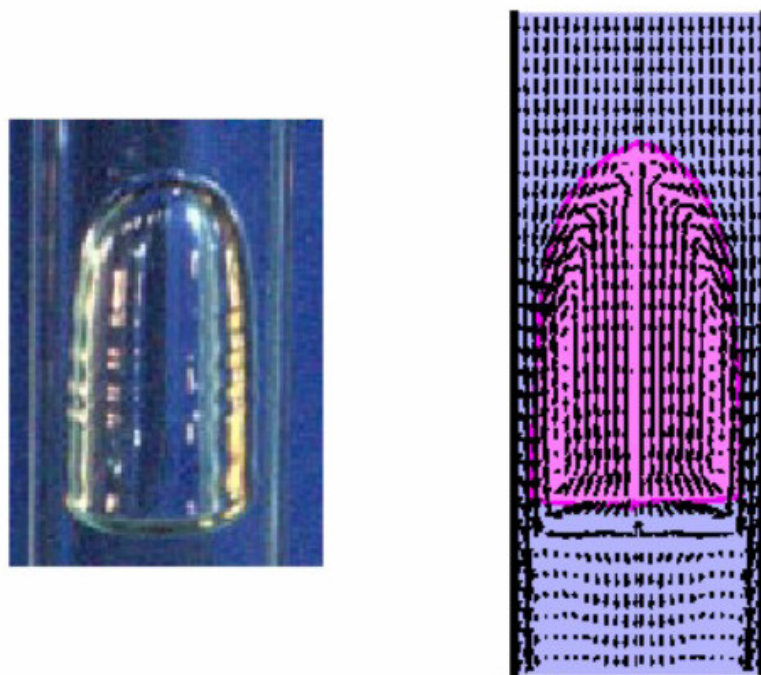


Fig 4.2 – Regimes de escoamento em dutos verticais (Guet & Ooms 2006)

**Escoamento de Bolhas (Bubbly Flow)** : (Fig. 4.2-a) Este regime está incluído dentro dos chamados escoamentos dispersos, nesta configuração a fase gasosa se encontra distribuída em bolhas discretas ao longo da fase contínua líquida, podendo estas ser bolhas desde pequenos diâmetros com forma esférica até diâmetros maiores apresentando formas mais alongadas.

**Escoamento Pistonado ou Golfada (Slug Flow)**: (Fig. 4.2-b) Aqui as bolhas são da ordem do diâmetro do duto, a parte superior da bolha possui forma esférica e o gás é separado da parede do duto por um fino filme de líquido descendo de forma lenta. Duas bolhas sucessivas são separadas por partes líquidas que podem conter **bolhas** de menor diâmetro em forma dispersa, estas golfadas

características deste escoamento apresentam uma frequência característica e este é o tipo de regime de escoamento que será adotado neste trabalho para a tubulação de gás-lift.



**Figura 4.3 Modelo detalhado para escoamento pistonado (Podowski 1999)**

**Escoamento Agitado ou de Transição (Churn Flow)** (Fig. 4.2-c) Acontece quando o escoamento em golfadas se instabiliza e as grandes bolhas se quebram dando lugar a um escoamento Caótico no centro de duto, forçando o líquido contra as paredes. Este regime possui uma característica oscilatória entre escoamento pistonado e anular, por isto é comumente chamado slug-annular flow.

**Escoamento Anular (Annular Flow)** (Fig. 4.2-d) Neste regime o líquido escoas pelas paredes formando um anel fino e o gás escoas pelo centro do duto, ambas fases com escassa ou nenhuma presença de gotas ou bolhas dispersas. Em alguns casos o anel de líquido pode-se instabilizar dando lugar à penetração de gotas de líquido no núcleo gasoso, principalmente nas regiões mais superiores da coluna de petróleo, onde as pressões hidrostáticas são menores.

## 4.2 Modelos Matemáticos

A forma de modelar matematicamente o escoamento de sistemas multifásicos depende fortemente do regime de escoamento. Portanto, existem diferentes enfoques para modelar matematicamente os escoamentos multifásicos. Pode-se pressupor que ambas fases se movimentam com a mesma velocidade e o equacionamento é similar ao caso monofásico com pseudo-propriedades calculadas a partir de médias ponderadas pelas frações volumétricas e/ou mássica das diferentes fases. Os Modelos de Fases Separadas, que serão o foco da parte teórica deste trabalho, consideram que cada fase possui seu próprio campo de velocidades, porém cada fase é vista como um meio contínuo ocupando todo o domínio de cálculo e é então resolvido um sistema de equações de conservação para cada fase, acoplados através de termos representativos das interações entre fases, tais como, transferência de massa, quantidade de movimento e energia. Este modelo pode ser aplicado a qualquer regime, desde que sejam utilizadas leis constitutivas adequadas para os termos de interface.

Como comentado acima, a caracterização principal dos modelos matemáticos é feita de acordo com a consideração ou não das velocidades relativas entre fases.

Além do modelo que analisa as fases de forma separada, considerou-se ainda que as fases estão escoando em conjunto, mas com velocidades tanto superficiais quanto absolutas distintas, e portanto foram utilizadas uma única equação da conservação da quantidade de movimento e da continuidade.

O modelo homogêneo seria válido em casos em que as velocidades das diferentes fases se equalizassem em distâncias suficientemente curtas. Isto acontece quando, em escoamentos dispersos, a força de arraste, exercida pela fase contínua sobre a dispersa, é grande e não existem forças de campo (gravidade), o que certamente não traria uma aproximação satisfatória para o caso em questão.



### 4.3 Modelo de Múltiplos Fluidos

O modelo de vários fluidos, também chamado de fases separadas, por ser o de caráter mais geral, foi aquele escolhido para representar o escoamento que ocorre dentro da tubulação de gás-lift. Para este modelo, serão discutidas apenas as equações de continuidade e conservação da quantidade de movimento, já que neste trabalho os escoamentos serão considerados isotérmicos, sem mudança de fase ou transferência de massa entre as fases.

O modelo de múltiplos fluidos considera cada fase como sendo um meio contínuo ocupando todo o domínio de cálculo, onde a quantidade presente de cada fase em cada ponto do domínio é dada por sua correspondente fração volumétrica. Este modelo considera um sistema de equações de conservação para ambas as fases, podendo desta maneira, calcular diferentes campos de velocidades para as diferentes fases.

### 4.4 Continuidade ou Conservação da Massa

A equação de conservação da massa para o sistema multifásico fica sob a seguinte forma:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \rho_k) + \nabla(\alpha_k \rho_k V_k) = \Gamma_k \quad (4.4.1)$$

Supondo que as fases estão escoando em conjunto e adotando a hipótese de escoamento unidimensional, com área variável obtém-se:

$$\frac{\partial}{\partial t}[\alpha \rho_g + (1 - \alpha) \rho_f] + \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} \{[\alpha \rho_g u_g + (1 - \alpha) \rho_f u_f] A(z)\} = 0 \quad (4.4.2)$$

Para escoamento em regime permanente e considerando-se a hipótese simplificadora de que a área da secção transversal permanece constante a equação (II) se resume a:

$$[\alpha \rho_g u_g + (1 - \alpha) \rho_f u_f] A = \dot{m}_g + \dot{m}_f = \dot{m} \quad (4.4.3)$$

#### 4.5 Conservação da Quantidade de Movimento

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \rho_k V_k) + \nabla[\alpha_k (\rho_k V_k V_k - T_k + T_k^{turb})] = \Gamma_k V_{ki} + \alpha_k \rho_k G_k + M_k \quad (4.5.1)$$

onde  $G_k$  representa as forças de origem gravitacional atuantes de maneira simétrica sobre o escoamento.

O primeiro termo do lado direito da equação considera a acumulação de massa ou transferência de massa entre as interfaces e pode ser desconsiderado assumindo a hipótese de que não há transferência de massa entre as mesmas.

O termo  $M_k$  é representado graficamente (Fig 4.3) na equação 4.5.2 representa a força normal à interface dada pela diferença entre a pressão de fase e a de interface. Desprezando os esforços normais, que representam uma parcela pequena quando comparados aos de cisalhamento, este termo pode ser desconsiderado .

$$M_k = (p - p_{ki}) \nabla X_i - T_{ki} \nabla X_i \quad (4.5.2)$$

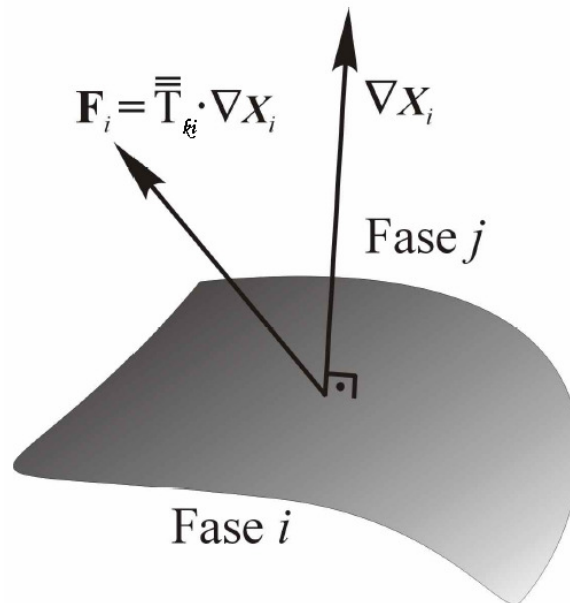


Figura 4.4 – Representação gráfica da força normal entre as interfaces

Supondo igualmente como acima exposto para a continuidade, que as fases estão escoando em conjunto, e adotando a hipótese de escoamento unidimensional, sendo possível a variação de área:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha \rho_g u_g) + \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} \{ [\alpha \rho_g u_g^2 + (1-\alpha) \rho_f u_f^2] A(z) \} = -\frac{\partial P}{\partial z} + \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} (\tau_{ss} A) - \tau_{ps} \frac{P_m}{A} + [\alpha \rho_g + (1-\alpha) \rho_f] g \quad (4.5.3)$$

Para escoamento em regime permanente e considerando-se a hipótese simplificadora de que a área da secção transversal permanece constante, e reagrupando os termos sob a forma de tipos de contribuição a equação (4.5.3) assume a forma de:

$$-\frac{\partial P}{\partial z} = \frac{\dot{m}}{A} \frac{\partial}{\partial z} [x u_g + (1-x) u_f] + \tau_{ps} \frac{P_m}{A} - [\alpha \rho_g + (1-\alpha) \rho_f] g \quad (4.5.4)$$

Esta expressão fornece a taxa de variação de pressão na tubulação na direção z do escoamento como uma soma das contribuições por energia cinética, atrito e energia potencial.

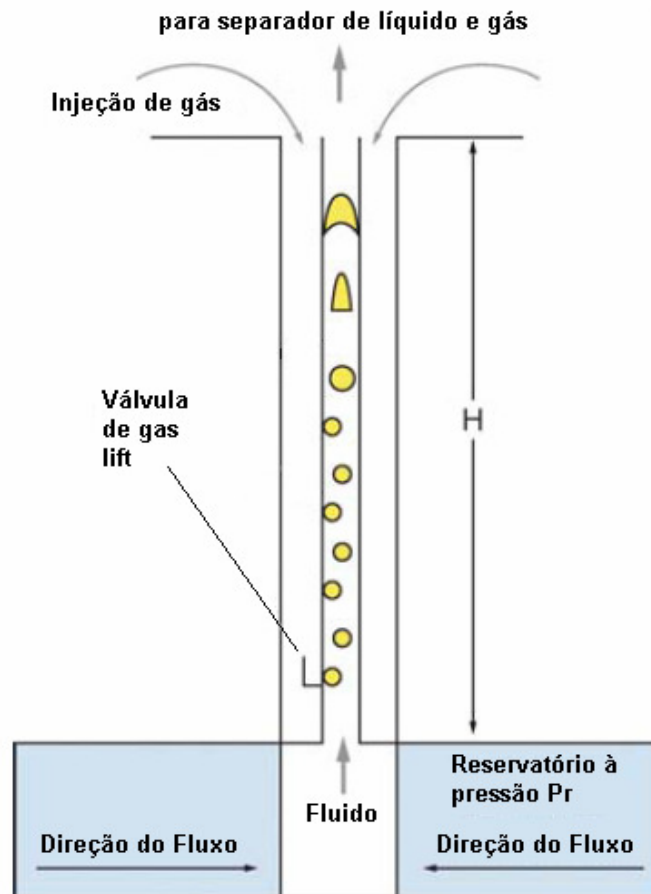


Figura 4.5 – Esquema do mecanismo de gás-lift instalado no poço (Guet & Ooms 2006)



Massa específica do gás na profundidade da válvula de gás lift -  $\rho_{g1}$

$$\rho_{g1} = \frac{P_1 M_g}{Z_1 R T_1} \quad (5.1.4)$$

Massa específica do gás na superfície -  $\rho_{g2}$

$$\rho_{g2} = \frac{P_2 M_g}{Z_2 R T_2} \quad (5.1.5)$$

A seguinte equação de balanço de momento (5.1.6) é obtida considerando-se os parâmetros e a geometria do modelo acima nas equações de conservação:

$$\rho_l A V_{l1} (V_{l2} - V_{l1}) = L_1 \rho_l g A - \xi \frac{\rho_l A V_{l1}^2}{2} - \lambda \frac{L_0}{D} \frac{\rho_l A V_{l1}^2}{2} - \rho_l g A \int_0^{L_2} f_1(z) dz \quad (5.1.6)$$

esta equação faz um contraponto de forças de origem fluida na tubulação bem como inclui, em sua forma completa acima, as perdas ponderadas na entrada e por atrito com as paredes do tubo, [23] mostra que as perdas na entrada são negligenciáveis quando comparadas com as perdas oriundas do escoamento na tubulação.

Na equação têm-se que  $A$  é a área da secção transversal do tubo de gás-lift,  $g$  é a aceleração da gravidade,  $V$  é a velocidade de uma dada fase e  $f_1(z) = 1 - \alpha(z)$ , a carga líquida na direção  $z$ , sendo  $\alpha(z)$  a fração de vazio na mesma direção. Salvo menção contrária, os índices subscritos  $g$  e  $l$  correspondem às fases gasosa e líquida respectivamente, índices subscritos 1 e 2 se referem à injeção e à saída da tubulação de gás-lift.

A integral na equação I quantifica a influência da carga de líquido na tubulação compreendida entre a injeção de gás e a saída. Esta pode ser simplificada da seguinte maneira:

$$\int_0^{L_2} f_1(z) dz = C_1 L_2 \quad (5.1.7)$$

neste caso  $C_1$  representa a carga média de líquido na tubulação na secção compreendida entre a injeção e a saída.

Da equação (5.1.7) e das simplificações adotadas podemos rearranjar a equação (5.1.6) para obter:

$$\rho_l A V_{l1} (V_{l2} - V_{l1}) = L_1 \rho_l g A - \lambda \frac{L_0}{D} \frac{\rho_l A V_{l1}^2}{2} - \rho_l g A C_1 L_2 \quad (5.1.8)$$

dividindo (5.1.8) por  $\rho_l g A L_2$  teremos:

$$\frac{V_{l1}(V_{l2} - V_{l1})}{L_2 g} = \frac{L_1}{L_2} - \lambda \frac{L_0}{L_2} \frac{V_{l1}^2}{2gD} - C_1 \quad (5.1.9)$$

Denotando :  $V_{l1} = J_l$  e  $V_{l2} = J_2$  (velocidades superficiais)

Assumindo que o gás-lift está operando em regime permanente, ter-se-á que na saída a velocidade superficial da coluna será  $J_2 = J_l + J_g$  (5.1.10)

Portanto tem-se que da equação (5.1.10) no primeiro termo de (5.1.8):

$$\frac{V_{l1}(V_{l2} - V_{l1})}{L_2 g} \Rightarrow \frac{J_l J_2}{L_{2g}} - \frac{J_l^2}{L_{2g}} \Rightarrow \frac{J_l(J_l + J_g)}{L_{2g}} - \frac{J_l^2}{L_{2g}} \Rightarrow \frac{J_l J_g}{L_{2g}} \Rightarrow \frac{J_l}{\sqrt{L_{2g}}} \frac{J_g}{\sqrt{L_{2g}}} \quad (5.1.11)$$

E em sua forma simplificada final:

$$\frac{J_l}{\sqrt{L_{2g}}} \frac{J_g}{\sqrt{L_{2g}}} = \frac{L_1}{L_2} - \lambda \frac{L_0}{L_2} \frac{J_l^2}{2gD} - C_1 \quad (5.1.12)$$

Ainda para o regime permanente o fluxo bifásico pode ter suas componentes de velocidade expressas em termos de  $\alpha$  e  $v_m$  [26] onde:

$$\begin{aligned} v_g &= C_0 J_2 + U_g \\ v_l &= \frac{(1 - \alpha C_0) J_2 - \alpha U_g}{1 - \alpha} \end{aligned} \quad (5.1.13 \text{ e } 14)$$

Onde :  $J_2 = J_l + J_g$  ;  $J_g = \alpha v_g$  e  $J_l = (1 - \alpha) v_l$

$U_g$  e  $C_0$  são calculados da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} C_0 &= 1,2 - 0,2 \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}} \\ U_g &= 0,35 \sqrt{gD \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_l}}, \alpha \geq 0,3 \end{aligned} \quad (5.1.15 \text{ e } 16)$$

$U_g$  neste caso é a componente que pondera a diferença de densidades no escoamento multifásico e o resultado anterior [26] é válido para o escoamento tipo slug (colunar).

## 5.2 Efeito da injeção de gás na produção de óleo

A carga líquida em  $z$ ,  $f_1(z)$  é expressa da seguinte forma:

$$f_1(z) = 1 - \frac{J_g(z)}{1,2[J_l + J_g(z)] + 0,35\sqrt{gD}} \quad (5.2.1)$$

$$\text{onde } J_g(z) = q_g(z) / A \quad (5.2.2)$$

Sendo  $q_g(z)$  a vazão volumétrica de gás na direção  $z$ .

Sabe-se que no riser a pressão estática é dada por:

$$p(z) = \sigma \rho_1 g (L_1 - z) + p_{atm} \quad (5.2.3)$$

e a vazão volumétrica na direção  $z$  pode ser calculada do balanço de pressões em cada ponto da coluna ponderado pela vazão volumétrica total, da seguinte maneira:

$$q_g(z) = p_a Q_g / p(z) \Rightarrow q_g(z) = Q_g / [1 + \sigma g \rho_1 (L_1 - z)] \quad (5.2.4)$$

## 6. Dados do reservatório

A temperatura do reservatório é de 73 °C.

A pressão estática, o índice de produtividade, a RGO e o BSW ao longo dos anos foram obtidas por simulação do reservatório.

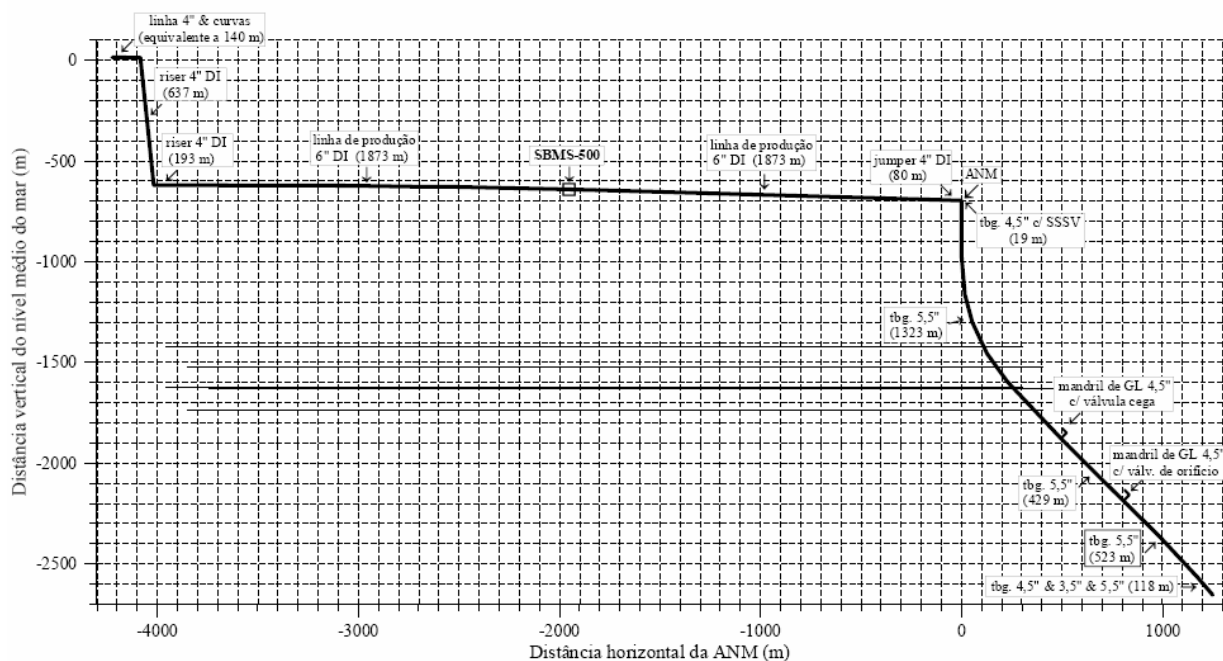


Figura 6.1 – Esquema do poço, mandris de GL e SMBS (Fonte: Baruzzi et al. 2001)

### 6.1 – Dados dos fluidos produzidos

Dados dos fluidos:

Densidade do óleo ..... 21,52 °API

Densidade do gás ..... 0,626 (ar = 1)

Densidade da água ..... 1,037 (água = 1)

Pressão de bolha ..... 254,5 kgf/cm<sup>2</sup> man. a 70 °C

Viscosidade do óleo morto (método ASTM) ..... 114 cP a 40 °C

66 cP a 50 °C

44 cP a 60 °C



## 6.2 – Dados da geometria do poço

A tubulação de produção é de 5 ½” 17 lb/pé (DI 4,892”), com dois mandris de *gas lift* de 4 ½”. O mandril superior contém uma válvula cega, e o inferior, a 2501 m, contém uma válvula de *gas lift* tipo orifício, de diâmetro 5/16”.

## 6.3 – Dados da bomba multifásica

De acordo com Baruzzi et al. 2001, o SBMS-500 será instalado na emenda existente na metade da linha flexível de 6”, ou seja, a 1953 metros da ANM e a 2703 metros da plataforma semi submersível P-20 (comprimentos dos respectivos trechos de linha flexível).

A bomba é do tipo volumétrica, de duplo parafuso, e sua eficiência de bombeio praticamente independe do diferencial de pressão e da fração de gás livre na sua sucção, desde que essa seja superior a 60% e inferior ao valor limite sugerido pelo fabricante de 95%. A bomba fornece um incremento de pressão máximo de 60 bar. A capacidade volumétrica da bomba é proporcional à sua rotação, e é igual a 500 m³/h (medido nas condições da sucção) a 1800 rpm. A rotação da bomba é igual à do motor elétrico, e é de 1800 rpm quando o motor é alimentado a 60 Hz.

## 7. Simulação Numérica

As simulações numéricas foram realizadas em software CFX®-5.7 com modelo de escoamento multifásico unidimensional, a geometria inserida no programa, desenvolvida através do software Thermal Desktop e Autocad 2002.

A metodologia de inserção das equações governantes e condições de contorno adotada nas simulações neste trabalho segue a utilizada nos manuais teóricos do pacote CFX® 5.7 [18] já que este foi o software utilizado para implementar os modelos. Esta metodologia consiste em utilizar uma equação de conservação para uma variável genérica na manipulação matemática e numérica, para depois particularizar para as equações de balanço de momento, conservação da energia, continuidade e etc.

## **7.1 O software CFX® 5.7**

Este pacote é um software de simulação para resolução numérica de problemas envolvendo mecânica dos fluidos e transferência de calor, o programa emprega a metodologia de volumes finitos utilizando estruturas espaciais e gerando malhas correspondentes, este software mostra grande capacidade de adaptação a geometrias mais complexas do que a adotada no estudo deste trabalho pois emprega coordenadas esféricas e cilíndricas generalizadas.

Além da capacidade de resolver as equações de Navier-Stokes e os balanços integrais para volumes de controle em três dimensões, o software possui uma enorme quantidade de modelos para diferentes aplicações, tais como modelos para fechamento, turbulência e escoamentos multifásicos dentre outros, permitindo ainda que o usuário modifique os modelos já implementados ou inclua seus próprios.

O software é composto basicamente por três programas principais, o chamado pré processador que inclui o CFX BUILDER e o gerador de malhas, o código principal de solução numérica ou CFX SOLVER, e o pós processador para a visualização de resultados, além de alguns programas auxiliares como um gerenciador de programas e códigos e o setup para configuração dos comandos para o programa de solução.

Neste trabalho, para a geração da geometria foi utilizado um software open-source chamado Thermal Desktop que trabalha em ambiente Autocad®, software da Autodesk, Inc., e que possibilita a criação de sólidos e superfícies plenamente parametrizadas para o gerador de malhas. Este ainda permite passar para o simulador as condições de contorno geométricas diretamente, quando se trata de geometrias simples, como no caso deste trabalho.

## **7.2 Geometria do riser**

A Figura 7.1 é de um tubo vertical com simetria radial e área constante, com diâmetro interno igual ao do valor do poço referência (Vide Item 6), inclinado em 10° em relação ao plano horizontal de referência.

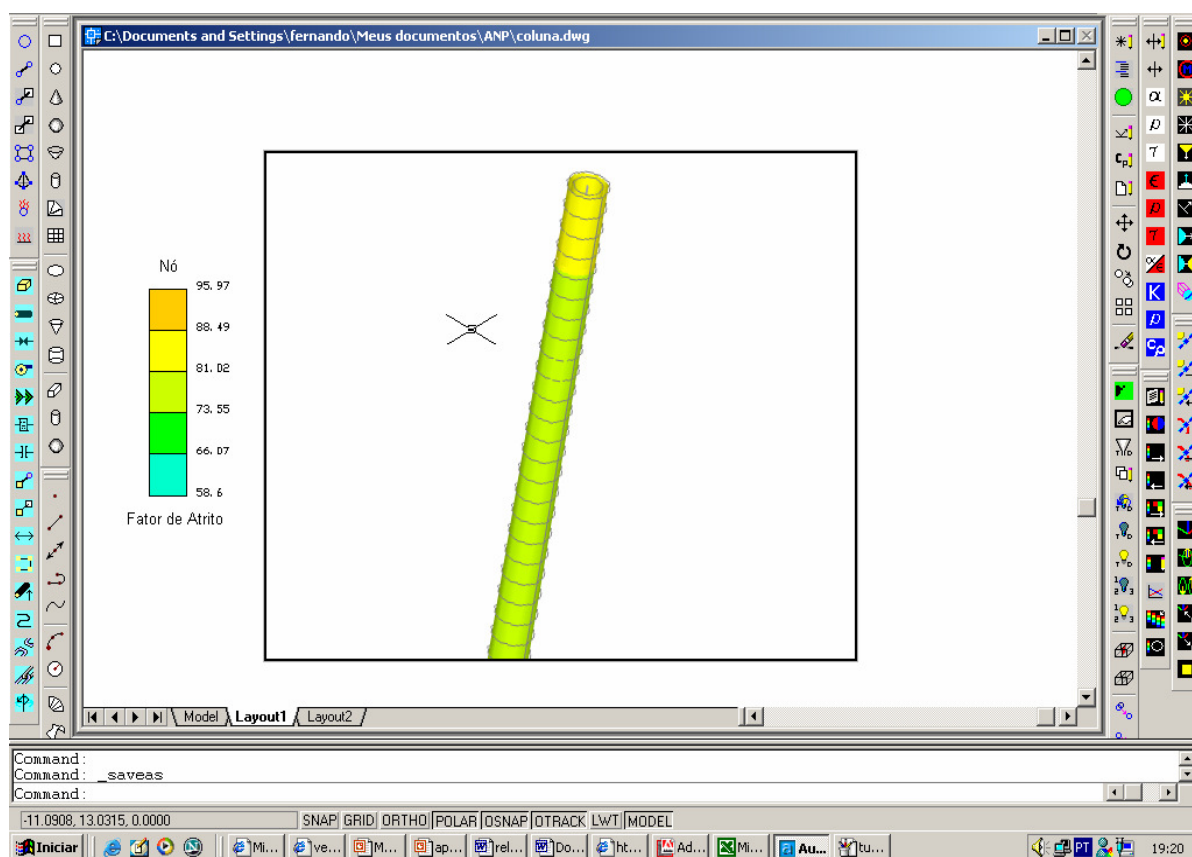


Figura 7.1 Geometria da coluna de elevação

### 7.3 Simulação no regime transiente

As condições de entrada foram assumidas homogêneas em termos das velocidades superficiais do gás e do líquido e das frações volumétricas para ambas as fases. O interesse especial era na simulação e verificação da resposta do campo de pressões para o escoamento pistonado.

O modelo de mistura não homogêneo, combinado com a definição das condições de contorno das interfaces já constante no software, foi usado para prever a transição de um escoamento segregado para o tubo, as condições de contorno inicialmente adotadas foram as de que o riser estava inicialmente preenchido com óleo até 15% de sua altura total na proporção de 50% fase líquida e 50% fase gasosa, sendo a fase líquida composta de água e óleo na mesma proporção.

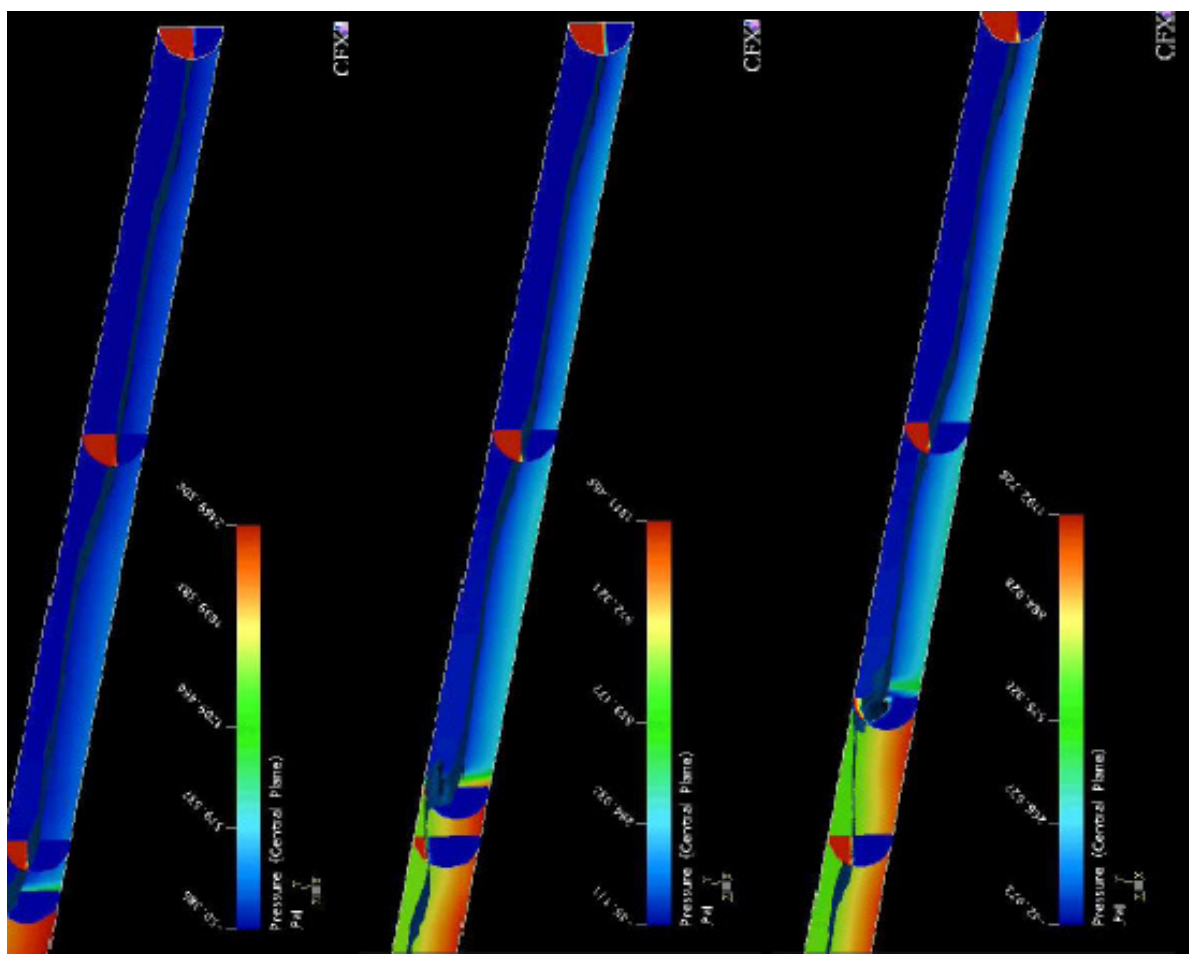


Figura 7.2 – Desenvolvimento do slug no riser ( $85 < t < 100s$ )

O software faz uso de um extenso esquema de análise convectiva para evitar divergências na interface devido a difusão numérica na solução do algoritmo [28]. Deve-se ressaltar que o escoamento foi admitido isotérmico como já mencionado e não há transferência de massa entre as interfaces, além disso, a tensão superficial na interface foi negligenciada na presente simulação, e somente foi adotada nos cálculos de propriedades. Detalhes da simulação de superfícies livres no CFX podem ser encontrados em [28].

A simulação transiente foi realizada com um passo de  $t=0,1s$  com um tempo total de 175s, o que corresponde a 1750 interações.

A válvula de injeção está localizada a cerca de 2000m (ver Fig. 6.1) , profundidade essa do segundo mandril de gás lift no poço referência, com um comprimento total de 1300m. Durante os primeiros 50-75s o fluxo se caracterizou por uma influência do campo gravitacional sobre a fração volumétrica inicial.

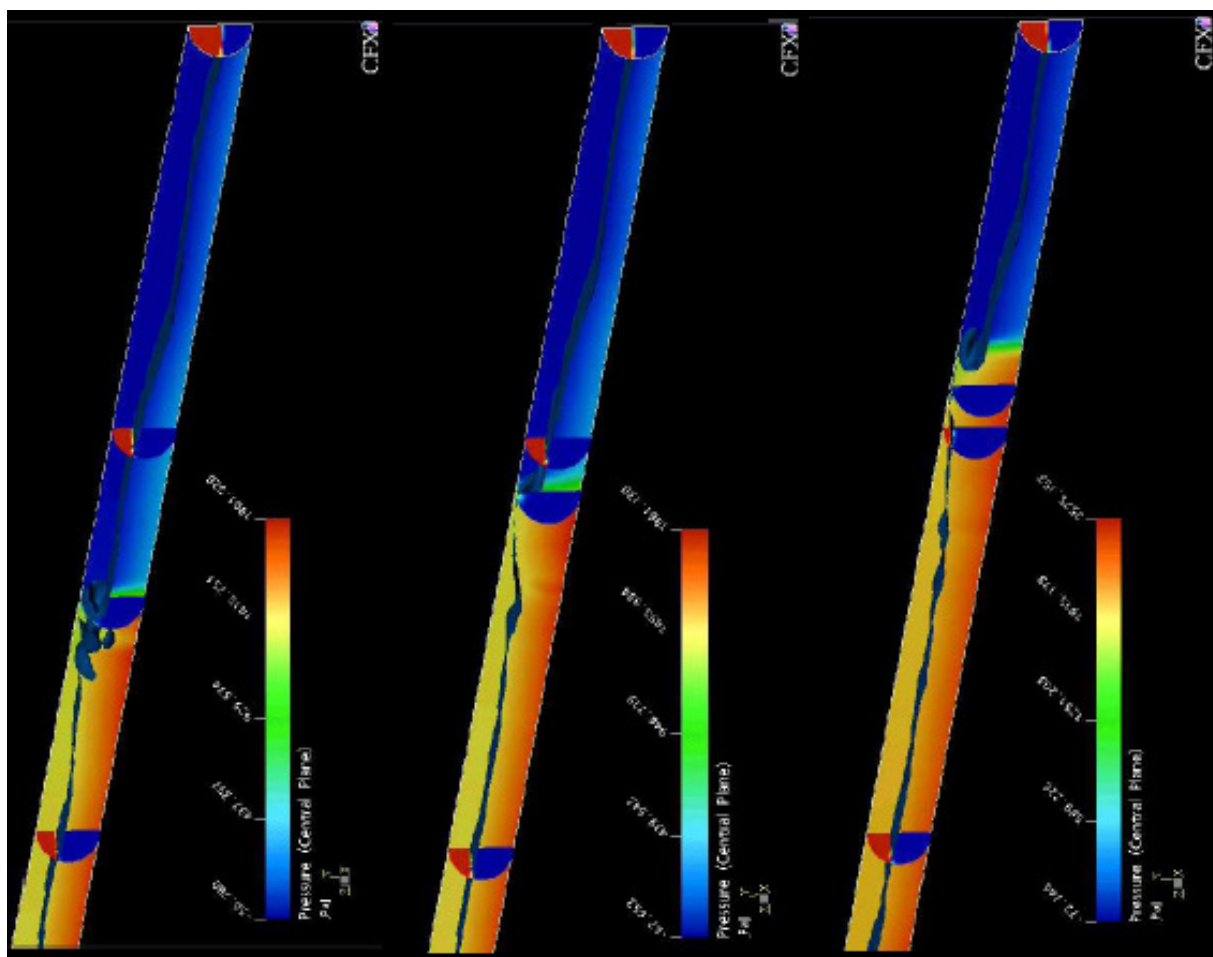


Figura 7.3 – Desenvolvimento do slug no topo do riser ( $100 < t < 125s$ )

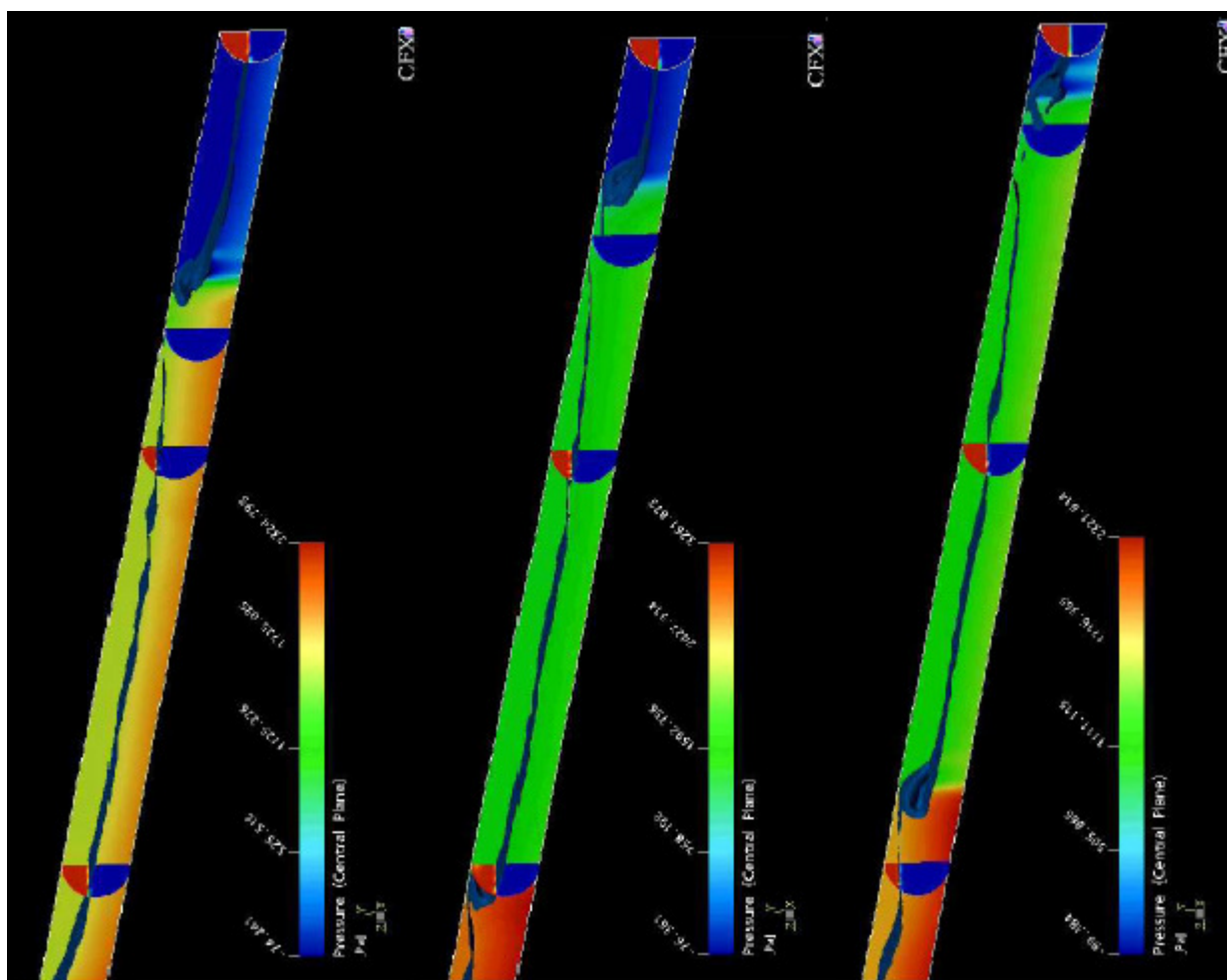


Figura 7.4 – Desenvolvimento do slug no topo do riser ( $125 < t < 175$ s)

A medida que o escoamento se desenvolvia, pôde ser observado que a velocidade da fase líquida foi diminuindo, e devido a continuidade (Equação 4.4.3), esta queda na velocidade do líquido devido à perda de carga foi acompanhada por um aumento da velocidade do gás.

A primeira formação do slug se dá em cerca de 85s, e o primeiro slug estável após 100s.

As perdas de pressão médias registradas pelo simulador foram de aproximadamente 700Pa/m.

Para as condições de reservatório e com os dados geométricos do poço plotou-se para variações na geometria do riser (variações estas dicretas), como se comportaria a vazão de líquido em função da vazão de gás injetada na tubulação, e o comportamento pode ser observado na figura 7.5.

#### 7.4 Simulação no Regime Permanente

Pode-se notar que para diferentes diâmetros de tubo (64 e 128 mm), comprimentos do riser, e comprimento submerso, existe uma taxa máxima de bombeamento para uma certa amplitude de taxas de re-injeção de gás na tubulação, isso é uma evidência clara que o padrão de escoamento que se desenvolve dentro do tubo, como mostrado no item 4, acaba por limitar as vazões correspondentes produzidas. No caso limite, onde ocorre a transição para o padrão tipo anular e existe uma queda brusca na produção de líquido na tubulação, pois o gás passa a se deslocar com uma alta velocidade superficial e “comprime” o líquido contra às paredes do riser como de pode observar na Figura 7.6.

Há ainda evidências para afirmar que a vazão  $Q_o$  de líquido cresce com o aumento de  $D$  e tende a aumentar também com o aumento do comprimento total, sendo mantida a vazão de gás constante. Existe então um valor limite (ou favorável) de GLR (gás-liquid ratio) onde a pressão no fundo do poço é mínima, aumentando o GLR, aumenta-se a perda de pressão por atrito (Ver eq. 5.1.6).

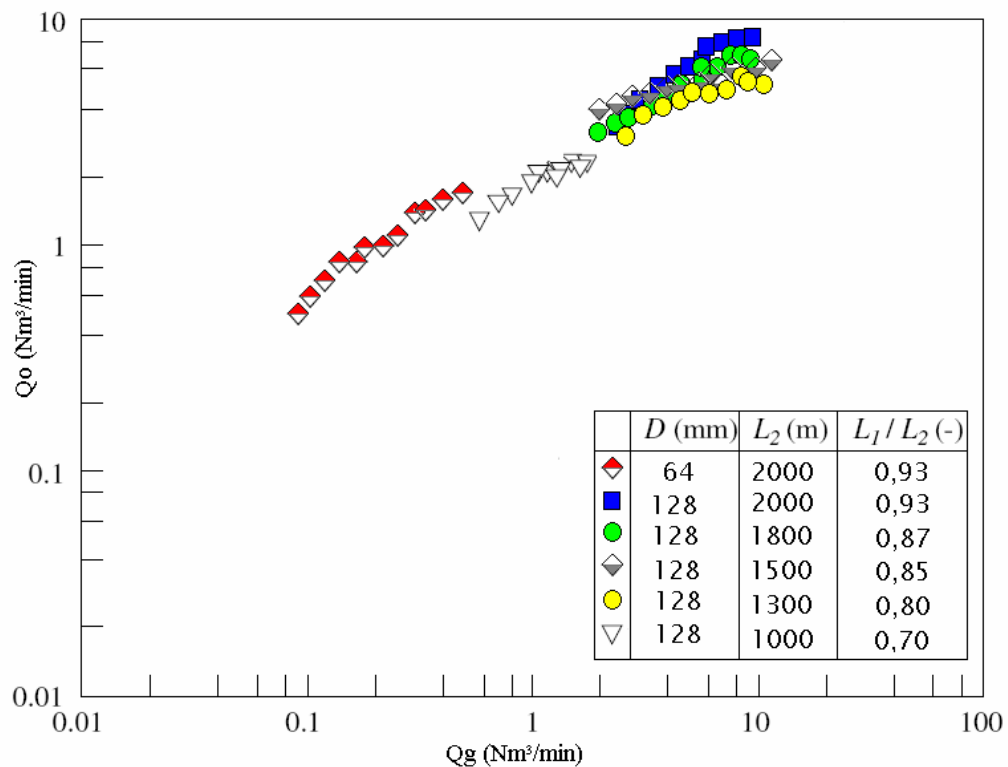
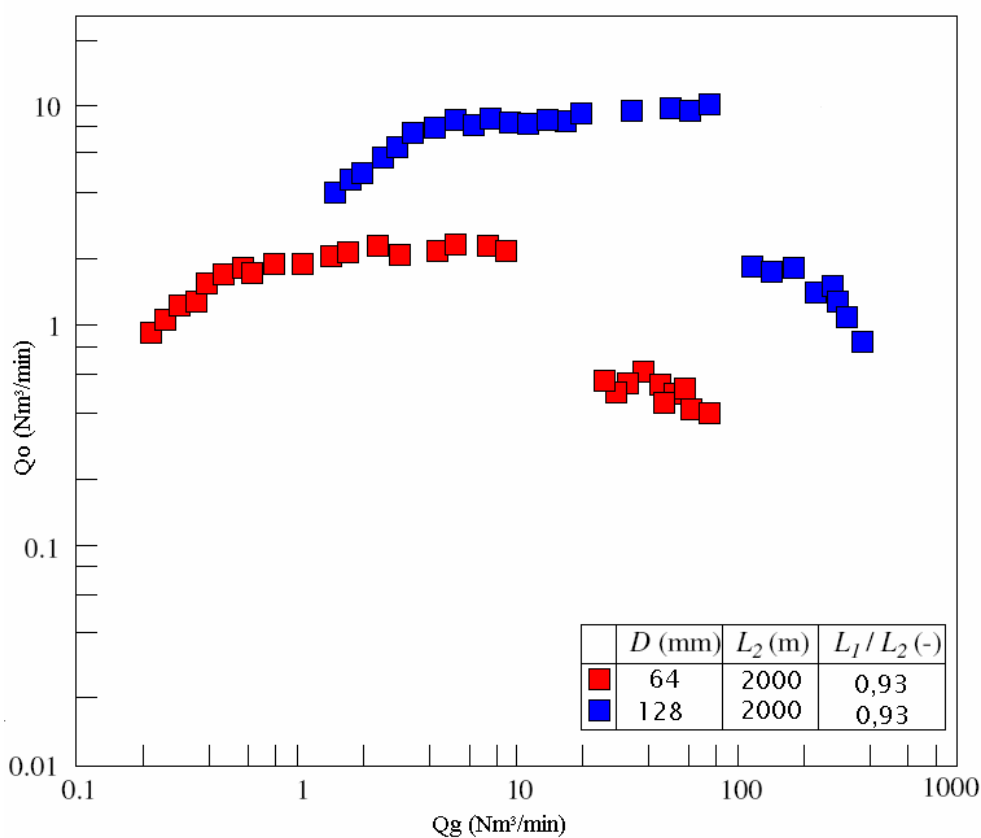


Figura 7.5 – Vazão volumétrica de líquido em função da taxa de injeção de gás na coluna

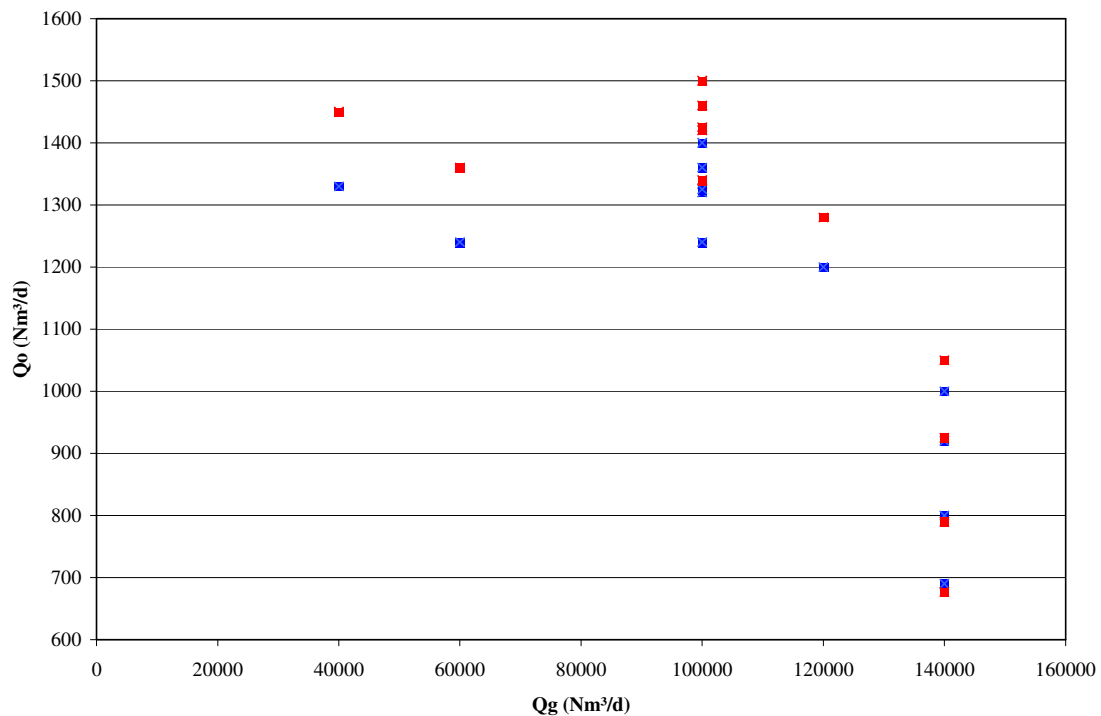
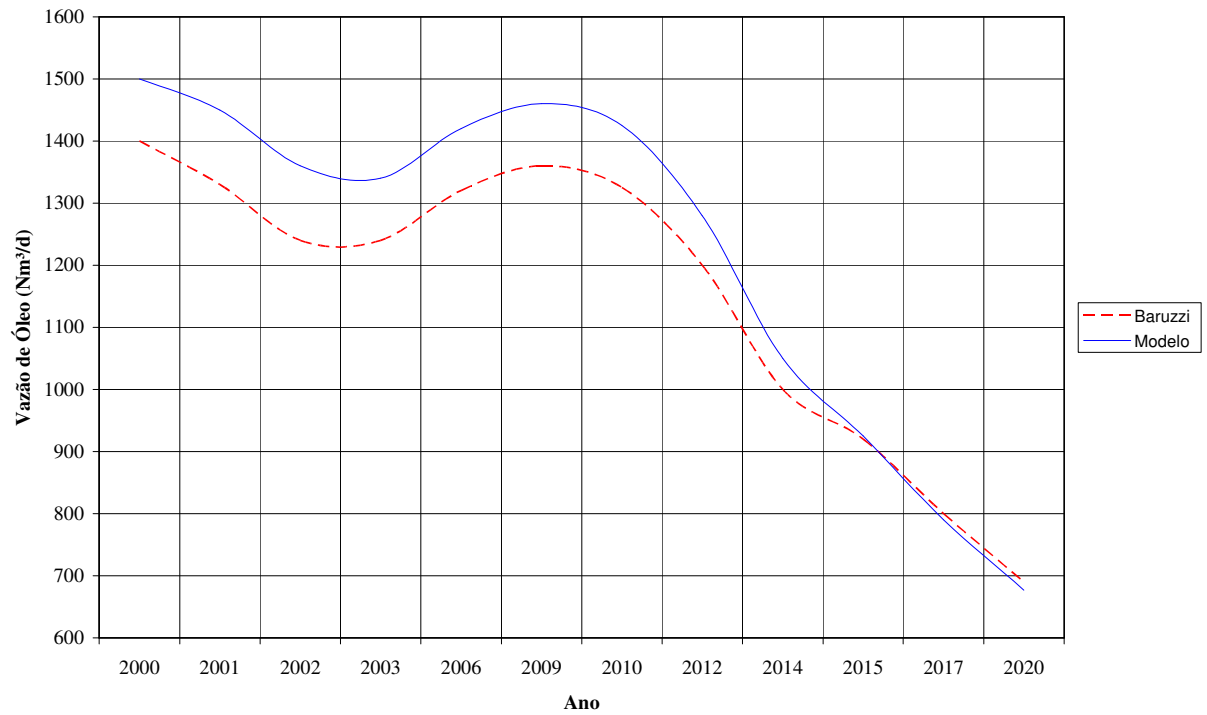


**Figura 7.6 – Efeito do aumento da injeção de gás sobre o padrão de escoamento**

Operando o modelo do gás lift agora em regime permanente com as condições do fluido produzido no reservatório (Ver Item 6) realizou-se uma comparação entre os valores experimentais obtidos na operação do poço com Gas Lift (GL) e os do modelo.

Inicialmente, foram inseridos os dados de produção do poço, constantes na tabela 4.1, no modelo obtido para o gás lift operando em regime permanente no CFX, estes dados de produção possibilitaram a obtenção de um gráfico comparativo entre os valores obtidos em Baruzzi et al. 2001 e as saídas do modelo. (Vide figura 8.2)





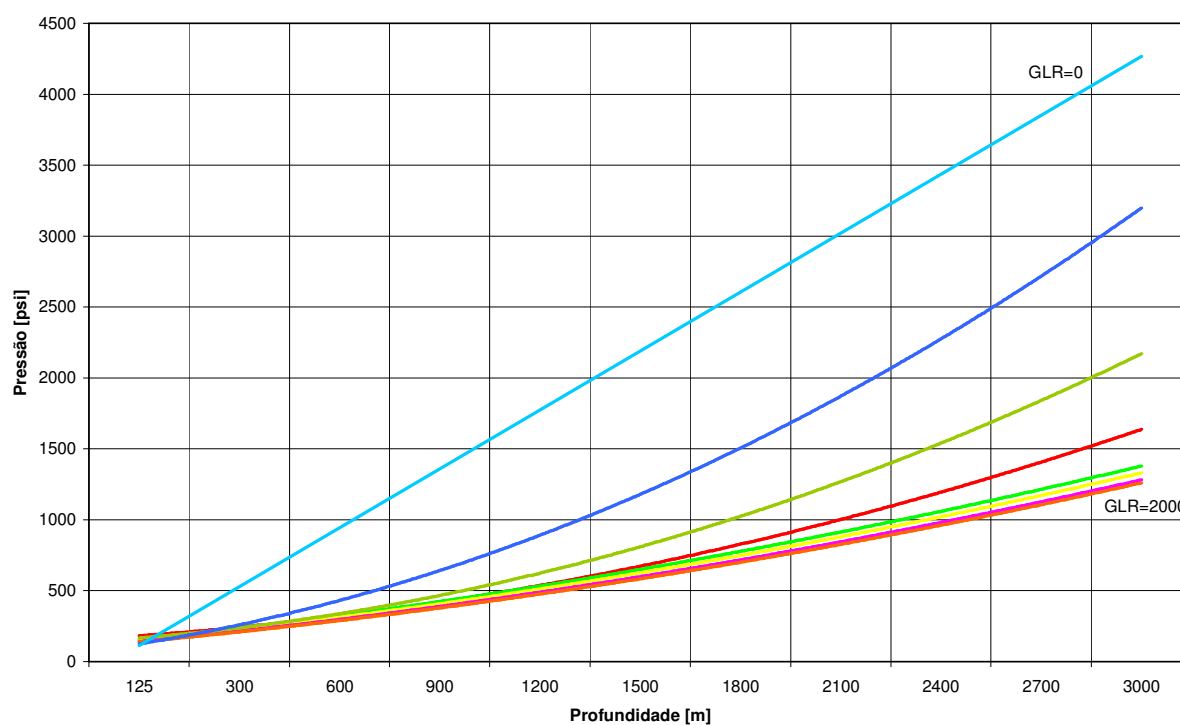
Com base no gradiente de pressão fornecido pelo simulador pode-se construir curvas mestras (Ver Fig. 7.8) de escoamento multifásico para este duto. Estas só são significativas se criadas para dutos de área constante, tal como no modelo.

Parâmetros usados:

$Q_o=1000 \text{ Nm}^3/\text{d}$

GLR 0-2000 (gas-liquid ratio) razão de vazões de gás e líquido, em pés cúbicos por barril (159 litros)

Outros parâmetros referentes ao óleo e a água seguem os do fluido caracterizado no Item 6

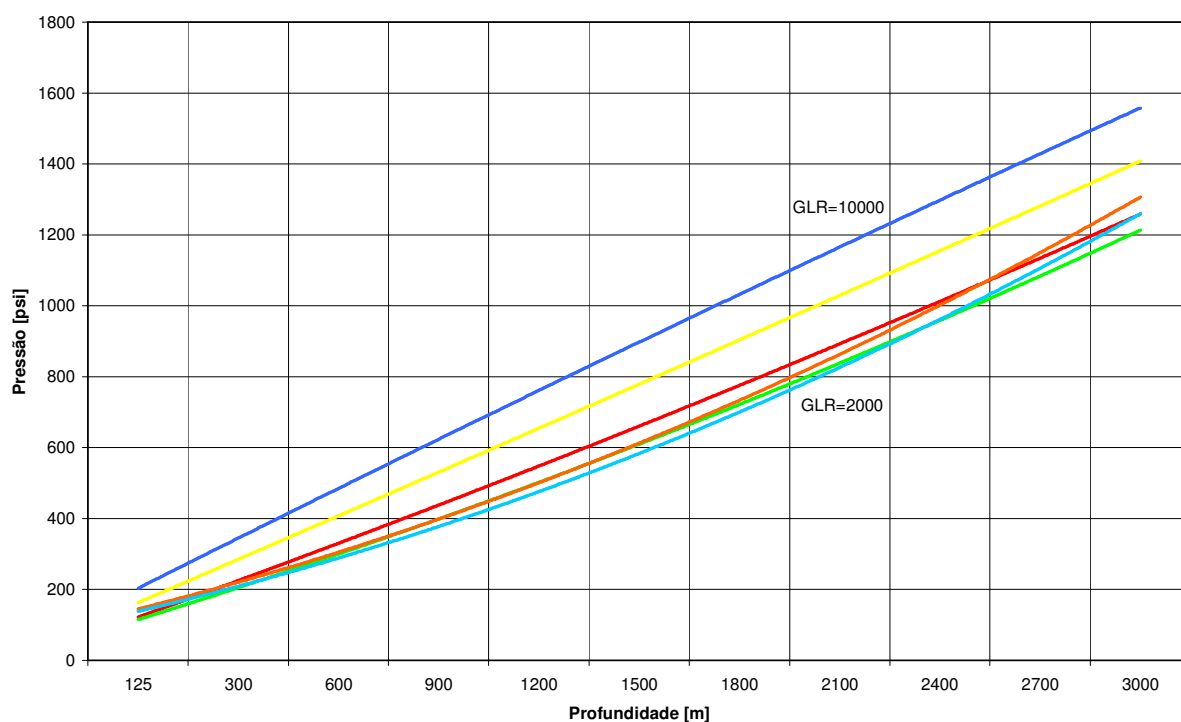


**Fig. 7.9 - Curvas mestras do gás lift (GLR 0-2000) em regime permanente com vazão de óleo mantida constante**

Parâmetros usados:

$Q_o=1000 \text{ Nm}^3/\text{d}$

GLR 2000-10000 (gas-liquid ratio) razão de vazões de gás e líquido, em pés cúbicos por barril (159 litros)



**Fig. 7.10 - Curvas mestras Do gás lift (GLR 2000-10000) em regime permanente e vazão de óleo mantida constante**

A Figura 7.9 mostra o comportamento do perfil de pressões para valores elevados de GLR, pode-se notar que mesmo aumentando o GLR estamos incorrendo em duas situações, primeiramente aumenta-se a perda de pressão por atrito como anteriormente falado, afóra isto, verifica-se que há uma alteração significativa no padrão de escoamento, ocasionando no limite (Ver Fig.7.6) uma mudança brusca no tipo de escoamento que se desenvolve no tubo.

## 8. Comparativo SMBS X GL

Utilizando o comparativo feito anteriormente por Nakashima (2000), onde este trabalhou com os mesmos dados do poço 7-MRL-72D-RJS, e incluindo os dados de operação na tabela 8.1 abaixo no modelo de gás lift, pode-se verificar qual seria o novo desempenho do GL.

**Tabela 8.1: Condições de operação para o GL (fonte: BARUZZI et al. (2001)).**

Ano	2000	2001	2010	2020
P (bar <sub>g</sub> )	68,0	67,3	70,7	74,1
T (°C)	45,2	46,0	50,0	56,0
V <sub>l</sub> (m <sup>3</sup> /h)	63,0	60,0	68,0	68,5
V <sub>g</sub> (m <sup>3</sup> /h)	117,0	127,5	97,9	98,6
V <sub>gl</sub> (Sm <sup>3</sup> /h)	4166,7	1666,7	4166,7	5833,3
FVG	0,65	0,68	0,59	0,59

**Tabela 8.1: Condições de operação para o SBMS (fonte: BARUZZI et al. (2001)).**

Ano	2000	2001	2010	2020
P <sub>s</sub> (bar <sub>g</sub> )	51,9	62,0	53,0	43,7
ΔP (bar)	13,6	2,5	18,8	37,0
T <sub>s</sub> (°C)	46,0	45,5	49,7	55,6
V <sub>l</sub> (m <sup>3</sup> /h)	63,0	60,0	68,0	68,5
V <sub>g</sub> (m <sup>3</sup> /h)	83,5	113,9	60,3	41,1
FVG	0,57	0,66	0,47	0,38
n (rpm)	519	630	456	393

[19] A temperatura de descarga e a potência elétrica consumida pela bomba foram obtidas pelo modelo de simulação para o SBMS, nas condições de operação da tabela 8.2, e estão na tabela 8.3 abaixo. Para o consumo do conjunto motor-bomba, deve-se corrigir os valores de potência dessa tabela com a eficiência do motor elétrico.

**Tabela 8.3: SBMS - Potência consumida e temperatura de descarga( fonte: Nakashima 2001)**

Ano	W (kW)	T <sub>D</sub> (°C)
2000	66,5	49,2
2001	26,8	47,8
2010	79,3	52,2
2020	139,4	57,4

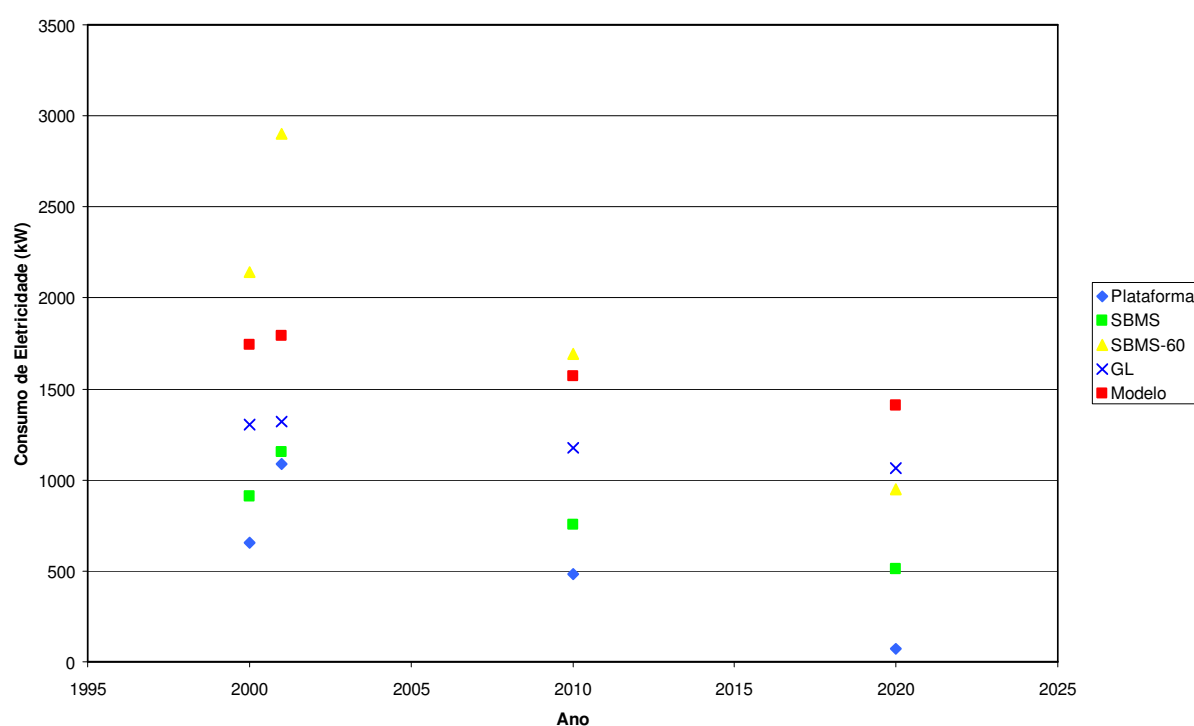


Operando o modelo do gás lift agora com os dados constantes na Tabela 8.1, admitindo-se que o compressor de gás-lift (Vide Fig. 3.3), na plataforma, tal como em [28] possui eficiências conhecidas de:

- eficiência isentrópica de compressão: 0,75;
- eficiência mecânica dos compressores: 0,90;

Isso posto deve-se adicionar à potência consumida pelo GL, a potência necessária para vencer as forças de campo e viscosas na coluna de produção.

Desta maneira incluindo na potência consumida de compressão obtemos o seguinte gráfico baseado em [28]:



**Figura 8.2 – Consumo de eletricidade dos equipamentos instalados no poço 7-MRL-72D-RJS**

Quanto à potência gasta no aquecimento, qualquer variação desta não pode ser feita pelo modelo desenvolvido neste trabalho, pois este, por hipótese não leva em conta as variações de temperatura do escoamento, e portanto, fica tal como obtido por Nakashima (2001)

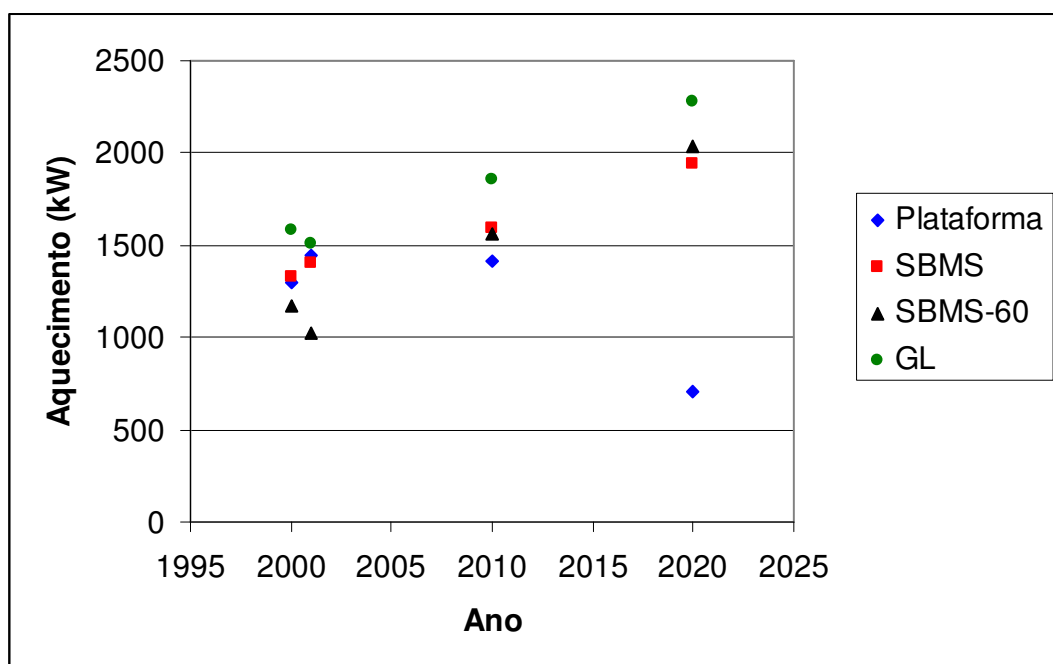


Fig. 8.3 Carga de aquecimento (fonte: Nakashima (2001))

## 9. Conclusões

Este trabalho mostrou, por meio de uma abordagem numérica, como se comportam as variáveis importantes no funcionamento de um mecanismo de gás lift e também características do escoamento multifásico interno. O estudo mostrou-se abrangente e capaz de integralizar as equações constitutivas do problema, as condições de contorno e as equações de fechamento em um algoritmo numérico de resolução.

Pôde-se ainda aplicar o modelo aos dados do poço 7-MRL-72D-RJS e verificar quanto o modelo se aproximou do mesmo e os respectivos desvios; e este se mostrou adequado para simulação de sistemas pneumáticos contínuos, sob as condições pré-estabelecidas de geometria e características do poço.

No que tange ao comparativo entre os equipamentos, o que já era esperado mostrou-se de maior magnitude, ou seja, o consumo de potência do mecanismo de gás lift foi da ordem de 30% maior do que o previsto anteriormente por Nakashima (2001).

Isto se dá devido ao fato de se trabalhar com um óleo pesado (Vide Item 6.1) o que requer uma taxa de injeção de gás elevada, fazendo o mecanismo trabalhar em zonas de elevado GLR (Vide Figs 7.9 e 7.10) o que implica em pressões mais elevadas e conseqüentemente maior gasto de potência de compressão. O uso da bomba multifásica permite a transferência de energia diretamente ao fluxo de petróleo. Isso propicia um aumento da produção e um melhor aproveitamento da energia. Quando se compara os dois métodos de elevação artificial o custo de alimentação é menor para o SBMS de forma geral.

Nota-se no entanto que para determinadas condições, onde há um aumento da fração de vazio ( $\alpha$ ), o gás-lift se torna uma alternativa mais interessante porque a bomba multifásica eleva muito seu consumo nestas condições.

Desta forma conclui-se que ambos os métodos tem suas vantagens e desvantagens intrínsecas e se adequam a condições distintas cada um a sua maneira.



## 10. Referências Bibliográficas

- [1] Aamo, O.M et al., *Observer design for multiphase flow in vertical pipes with gas-lift—theory and experiments*, Journal of Process Control 15 (2005) pp: 247–257
- [2] Guet, S.; Ooms, G., *Fluid Mechanical Aspects of the Gas-Lift Technique*, Annual Review Fluid Mechanics 38 (2006) pp:225–49
- [3] Paladino, E.E., *Estudo do Escoamento Multifásico em Medidores de Vazão do tipo Pressão Diferencial*, UFSC, Florianópolis, 2001.
- [4] Husain, L.A.; Spedding, P.L., *The theory of the gas-lift pump*, Int. J. Multiph. Flow 3 (1976) pp.83-97.
- [5] Brown, Kermit E., “*Gas lift theory and practice, including a review of petroleum engineering fundamentals*” Englewood Cliffs, N.J. : Prentice-Hall, [1967]
- [6] Brown, Kermit E., “*Artificial Lift Methods*”, Tulsa, Oklahoma, Penn Well Books, 1980.
- [7] Machado, R. T. H., “*Modelagem e simulação numérica do mecanismo de gas lift intermitente*” Ouro Preto : S.N., 1988, 168p : il
- [8] Shapiro, Ascher H., “*The dynamics and thermodynamics of compressible fluid flow*” New York : Ronald Press Co, [1953-54]
- [9] Moran, Michael J, “*Fundamentals of engineering thermodynamics*” 5th ed., New York, Wiley, c2004
- [10] Baker, O., “*Multiphase Flow in Pipe Lines*,” Oil and Gas Journal, 1958, 156.
- [11] Vázquez-Román R., Palafox-Hernández P. “*A New Approach for Continuous Gas Lift Simulation and Optimization*” Inst. Tecnológico de Celaya, Mexico, 2005
- [12] Taitel, Y.; Barnea, D.; Dukler, A.E., *Modeling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes*. Journal AIChE (1980) 26:345–54
- [13] Gjumbir, M.; Olujic, Z., *Effective ways to solve single non-linear equations*, Chemical Engineering, July 23, 1984, pp. 51-56.
- [14] Van Beersten, H. C., *How to enhance computational performance of two-phase flow routines*, CIRN, 1998.
- [15] Santos, O.G., *Métodos pneumáticos intermitentes: análise e comparação*, Campinas, SP, 1997.
- [16] Santos, O.G., Bordalo, S.N., Alhanati F.J.S, *Study of the dynamics, optimization and selection of intermittent gas-lift methods—a comprehensive model*, J. Petroleum Science and Engineering 32 (2001) pp. 231– 248

- [17] Ohnuki, A., Akimoto, H., *Experimental study on transition of flow pattern and phase distribution in upward air-water two-phase flow along a large vertical pipe* Int. J. Multiph. Flow 26 (2000) pp.367–386
- [18] CFX-5.7 Users Manual, ANSYS, 2004.
- [19] Nakashima, C.Y., “*Thermodynamic Model of a Twin-Screw Multiphase Pump*” EPUSP São Paulo, 2000
- [20] Oliveira Jr., S.; Van Hombeeck, M. “*Exergy Analysis of Petroleum Separation Processes in Offshore Platforms*”
- [21] Baruzzi, J.O.A; Netto, J.R.F; Caetano Filho, E., *Previsão das condições operacionais do SMBS-500 no poço 7-MRL-72D-RJS*, Relatório Técnico Parcial, CENPES/Petrobrás, RJ, 2001.
- [22] Oliveira Jr., S. and Van Hombeeck, M., 1997, Exergy Analysis of Petroleum Separation Processes in Offshore Platforms. Energy Conversion and Management, v.38, No. 15-17, p. 1577-1584.
- [23] Herringe, R.A.; Davis, M. R., *Flow structure and distribution effects in gas-liquid mixture flows*, Int. J. Multiph. Flow 4 (1978) pp: 461-486.
- [24] Neely, A.B.; Montgomery, J.W.; Vogel, J.W., *A field Test and Analytical Study of Intermittent Gas Lift*, Journal of Petroleum Engineering 257 (1994) pp: 502-512.
- [25] Nicklin, D.J., *The air-lift pump: theory and optimisation*, Transactions of the IChemE 41 (1963) pp: 29–39.
- [26] Jones, O.C.; Zuber, N. *Interrelation between void fraction and fluctuations and flow patterns in two-phase flow*, International Journal of Multiphase Flow 2 (1975) pp: 273–306.
- [27] Hsu, Y.C.; Dudovic, M.P., *Gas Holdup and liquid recirculation in gas-lift reactors*, Journal of Chemical Engineering Science 35 (1980) pp: 135-141.
- [28] Nakashima, C.Y.; Oliveira Jr., S. *Bombeamento multifásico submarino*, Relatório Técnico nº 56261, IPT-SP, 2001
- [29] Kabir, C.S.; Hasan, A.R., *Performance of a two-phase gas/liquid flow model in vertical wells*, Journal of Petroleum Engineering 4 (1990) pp: 273-289.
- [30] Sousa, E.P.S.; Haysashi, L.M., *Sistemas de bombeamento submarino: situação atual na Petrobrás e principais desafios*, Salvador, BA, 2006