



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA – CT

CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – CEP

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO NO SIMULADOR PLUNGER-
LIFT**

JUAN DE MEDEIROS TRINDADE

Orientador: Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

NATAL/RN

MAIO/2014

JUAN DE MEDEIROS TRINDADE

**IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO NO SIMULADOR
PLUNGER-LIFT**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Orientador: Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte.

NATAL/RN

MAIO/2014

JUAN DE MEDEIROS TRINDADE

**IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO NO SIMULADOR
PLUNGER-LIFT**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial para obtenção do título
de Engenheiro de Petróleo pela Universidade
Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte
Orientador – UFRN

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Membro Examinador – UFRN

Prof. Dra. Vanessa Cristina Santana
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Manoel Antônio Trindade e Luzia Neta de Medeiros Trindade, que não mediram esforços para que eu me tornasse a pessoa que sou hoje. Deram-me todo o suporte durante minha trajetória até aqui.

AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar, por ter me dado saúde, sabedoria e conhecimento. E ter me dado forças nos momentos de maior dificuldade.

À Escola de Ciências e Tecnologia, por ter me dado o suporte necessário para ingressar na engenharia.

Aos meus amigos, por me encorajarem a acreditar nos meus objetivos e estudarem junto comigo nas madrugadas de prova, durante toda a etapa da graduação.

Ao meu orientador Lindemberg de Jesus, por todos os ensinamentos e domínios em suas disciplinas ministradas.

Ao LAUT (Laboratório de Automação em Petróleo), FUNPEC (Fundação Norte-Rio-Grandense de Pesquisa e Cultura) e Petrobras pela concessão da bolsa de estudos, apoio financeiro e parceria para o desenvolvimento do projeto.

Aos colegas do projeto AUTOPOC, pelo apoio na realização do projeto e por ajudarem a formar um bom ambiente de trabalho.

Ao Eng. Edson Bolonhini, pelas reuniões concedidas a favor do projeto, pela experiência e conhecimento compartilhado.

A todos os meus professores, que passaram conhecimento, conselhos e ajudaram na minha aprendizagem da melhor maneira possível.

RESUMO

Sabe-se que o petróleo é a fonte energética mais utilizada em todo mundo e que sua indústria detém processos complexos para sua extração, transporte, refino, distribuição etc., as chamadas etapas de produção, subdivididas em *upstream* e *downstream*. A execução dessas etapas, embora envolva enormes quantias financeiras, está sujeita aos mais diversos problemas, como desperdícios de material e energia, falhas humanas, acidentes etc. Para evitar, ou ao menos contornar esse tipo de situação, as empresas de petróleo têm investido cada vez mais em pesquisas tecnológicas, o que resulta em softwares cada vez melhores para supervisão de processos. Nesse contexto, está inserida a ferramenta de Simulação Computacional apresentada no presente documento, a qual poderá prover uma ferramenta de testes para o método de elevação artificial *Plunger Lift*. Esse é um método pneumático e intermitente, podendo operar o poço sem a necessidade de uma fonte externa de gás, fazendo uso de um pistão. Esse pistão é utilizado como uma interface mecânica entre o líquido (acima) e o gás (abaixo), procurando evitar que o líquido retorne ao fundo do poço no momento de sua elevação (*fallback*). O método possui aplicações em poços de petróleo com alta razão gás-óleo ou poços de petróleo para prevenção da deposição de parafina, onde o pistão atua como um removedor mecânico.

Palavras-chave: *Plunger Lift*; simulador; modelo dinâmico; elevação artificial.

ABSTRACT

We know that oil is the most used energy source in the world and its industry has complex processes for its extraction, transportation, refining, distribution etc., it is called of production steps, divided into upstream and downstream. The execution of these steps, although it involves huge financial amounts, is subject to various problems such as waste material and energy, human error, accidents etc. To avoid this type of situation, the oil companies have increasingly invested in technological research, resulting in better software for process supervision. In this context, the Computational Simulation tool presented in this paper can provide a testing tool for the method of artificial lift, the Plunger Lift. This is an intermittent pneumatic method that can operate well without the need for an external source of gas, using a piston. This plunger is used as a mechanical interface between the liquid (above) and gas (below), seeking to prevent the liquid returns to the bottom at the time of his elevation interval (fallback). The method has applications in oil wells with high gas-oil ratio or oil wells to prevent paraffin deposition, where the piston acts as a remover mechanical.

Key-words: Plunger-Lift, simulator, dynamic model, artificial lift

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema <i>Plunger Lift</i>	14
Figura 2 - Etapas de um ciclo de produção do sistema <i>Plunger Lift</i>	15
Figura 3 - Variação do nível de líquido no <i>Tubing</i>	17
Figura 4 - Etapa do <i>Buildup</i>	21
Figura 5 - Etapa da Subida do Pistão.....	22
Figura 6 - Etapa da Produção da Golfada.....	23
Figura 7 - Etapa do <i>Afterflow</i>	23
Figura 8 - Esquema para o cálculo da pressão de uma coluna de gás.....	29
Figura 9 - Identificação das variáveis na etapa de Subida do Pistão.....	39
Figura 10 - Identificação das variáveis na etapa de Produção.....	40
Figura 11 - Dados de entrada do simulador.....	43
Figura 12 - Variáveis mostradas no simulador.....	44
Figura 13 - Pressão no topo do <i>Tubing</i> (psi).....	45
Figura 14 - No gráfico (A) a pressão no topo do anular (psi); no gráfico (B) a pressão na base do anular (psi).....	46
Figura 15 - No gráfico (A) a vazão de líquido do reservatório (m^3/d); no gráfico (B) a vazão de gás do reservatório (m^3/d).....	47
Figura 16 - Velocidade do <i>Plunger</i> (m/s).....	48
Figura 17 - Velocidade de queda do <i>Plunger</i> . No gráfico (A), a velocidade de queda no gás; no gráfico (B) a velocidade de queda na interface gás-líquido.....	49

NOMECLATURA

Tubing: coluna de produção;

Casing: revestimento;

Plunger: pistão;

Fallback: retorno de líquido ao fundo do poço no momento de subida do pistão;

Buildup: etapa de crescimento de pressão no ciclo *Plunger Lift*;

Afterflow: etapa de produção de gás no ciclo *Plunger Lift*;

Shut-in: período de válvula fechada;

Wireline: operações realizadas por descida de um cabo.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS	12
2	ASPECTOS TEÓRICOS	13
2.1	Sistema <i>Plunger Lift</i>	13
2.2	Benefícios	14
2.3	Etapas de um ciclo	15
2.4	Condições para acúmulo de líquido no <i>Tubing</i> durante o <i>Buildup</i>	16
2.5	Características de escoamento	20
2.6	Equações utilitárias no modelo	24
2.6.1	Fator de Compressibilidade	24
2.6.2	Vazão de gás	25
2.6.3	Viscosidade dinâmica do gás	26
2.6.4	Viscosidade de uma mistura óleo/água	27
2.6.5	Gradiente geotérmico	27
2.6.6	Fator de fricção	28
2.6.7	Pressão no topo de uma coluna de gás	28
2.6.8	Pressão na base de uma coluna de gás	30
3	METODOLOGIA	33
3.1	Equações Auxiliares no modelo	34
3.1.1	Subida do Pistão	34
3.1.2	Produção	39
3.1.3	Afterflow	41
3.1.4	Buildup	41
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	43
5	CONCLUSÃO	50
5.1	Recomendações	50
	REFERÊNCIAS	51

1 INTRODUÇÃO

Quando um reservatório de óleo ou gás possui uma pressão alta o suficiente, seus fluidos podem alcançar a superfície sem dificuldades. Esse tipo de elevação é chamado de “Natural” e os poços são chamados de “Surgentes”. Contudo, quando a pressão natural do reservatório não é suficiente para elevar seus fluidos, torna-se necessária a utilização de um método artificial. O método do *Plunger Lift* é um método intermitente de elevação artificial que usa a energia do próprio poço para elevar seus fluidos com a máxima eficiência até a superfície. O *Plunger* é nada mais que um pistão que cria uma vedação na parede do *Tubing* (coluna de produção) a fim de evitar o retorno de líquido (*fallback*) ao fundo do poço (Rosina, 1983). No caso de poços com problemas de deposição de parafina, incrustações ou hidratos, o *Plunger* também exerce o papel de evitar o acúmulo excessivo desses depósitos através de sua frequente remoção.

A utilização do método do *Plunger Lift* também promove vários benefícios econômicos e ambientais. Estudos recentes afirmam que com a implementação do método em poços maduros, com alta RGL, é comum apresentarem um acréscimo de produção de 20% em relação ao método de gás lift intermitente (Cosby, 2013). Também apresenta baixo investimento inicial; baixos custos de operação, reparo e manutenção; não necessitam de sonda para instalação; e o custo do sistema não é afetado pela profundidade do poço. Reduz emissões de metano e perda de gás, e opera com energia solar.

A idéia básica do método é acumular, por algum tempo, uma coluna de líquido no fundo do *Tubing*, acima do pistão, para depois elevá-la, como uma golfada, pela expansão de um gás pressurizado (Baruzzi, 1994). Para esse processo, o método utiliza quatro etapas para um ciclo de produção: *Buildup* começa com o fechamento da válvula motora, fazendo com que a pressão dentro do poço cresça; subida do pistão começa com a abertura da válvula operadora e termina com a chegada do topo da golfada na superfície; produção começa com a chegada do topo da golfada na superfície e termina com a chegada do pistão na superfície; e *Afterflow* começa com a chegada do pistão na superfície e termina com a chegada do pistão no fundo do poço, após a queda do pistão.

Nesse contexto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional (Simulador do método de elevação artificial *Plunger Lift*) a fim de auxiliar o dimensionamento do método. O Simulador recebe os dados de entrada do usuário e fornece como saída os dados de pressões, vazões, velocidade do pistão, coluna de líquido no fundo do poço, produção por ciclo, e outras variáveis significantes que ajudam o usuário a entender, prever e controlar toda a operação.

Com o auxílio do simulador, o engenheiro pode otimizar os tempos de válvula aberta e fechada, para saber se o poço seria capaz de produzir sem maiores problemas, como afogamento do pistão ou alta velocidade de chegada do pistão na superfície, fazendo com que o equipamento se danifique pelo forte impacto do pistão.

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo a implementação de um modelo matemático do método de elevação artificial *Plunger Lift* em um simulador, através de consultas bibliográficas citadas no trabalho. Comparando os resultados obtidos com as análises físicas do próprio método.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 Sistema *Plunger Lift*

Plunger Lift é um método de elevação artificial que usa normalmente apenas a energia existente do poço. Adequado especialmente no período de transição da elevação natural para o artificial, antes da instalação de outro método mais caro. Dependendo do caso, sua aplicação é restrita para: poços de alta RGO; para poços de gás, no intuito de remover o acúmulo de líquido no fundo do poço; e para gás lift intermitente, onde ele pode reduzir o *fallback* (retorno de líquido).

O *Plunger Lift* convencional permite o uso mais eficiente da energia do reservatório em um poço, pois usa um pistão livre (*Plunger*) que viaja dentro do *Tubing*. Um ciclo do *Plunger Lift* começa com o fluxo da linha fechado, e o *Plunger* no fundo do *Tubing*. A pressão do gás cresce tanto no *Tubing* quanto no anular durante esse período. Depois que a pressão no *Casing* alcança um valor desejado, a linha de fluxo é aberta. A pressão diferencial se desenvolve no *Plunger* e ele começa a subir, empurrando o líquido para a superfície. O gás acumulado no anular se expande (quando a pressão diminui) no *Tubing* abaixo da subida do *Plunger*, até ele cair novamente no fundo do poço, pronto para o próximo ciclo.

Se o fluxo da linha é fechado imediatamente quando o *Plunger* chega à superfície, apenas o líquido acima do *Plunger* é produzido. O resto do líquido, que está atrás do *Plunger* na forma de uma película no anular *Plunger-Tubing*, cai de volta formando parte da próxima golfada. Se a linha de fluxo permanece aberta depois da chegada do *Plunger* na superfície, significa que a película de líquido adicional do espaço anular abaixo do *Plunger*, vai ser produzido (Baruzzi, 1994).

Um tipo de instalação de *Plunger Lift* é mostrada na Figura 1.

Os componentes de instalação da Figura 1:

- Uma mola amortecedora de impacto (*Bumper Spring*) no fundo do poço para segurar a queda do pistão. Isso pode ser instalado por *wireline* dentro do poço;

- Um pistão (*Plunger*) que viaja da *Bumper Spring* à cabeça do poço e volta completando um ciclo, levando líquido até a superfície;
- A cabeça do poço designada para segurar o *Plunger* e permitir fluxo sobre ou sob o pistão para continuar na superfície;
- Uma válvula motora, que pode abrir e fechar a linha de fluxo, ambos por ação manual ou usando controles computadorizados;
- Um sensor na cabeça do poço para sinal de chegada do *Plunger*;
- Um controlador elétrico contendo uma lógica para controlar viagens do *Plunger*, períodos de fluxo, e períodos de *shut-in* em ordem de maximizar a produção.

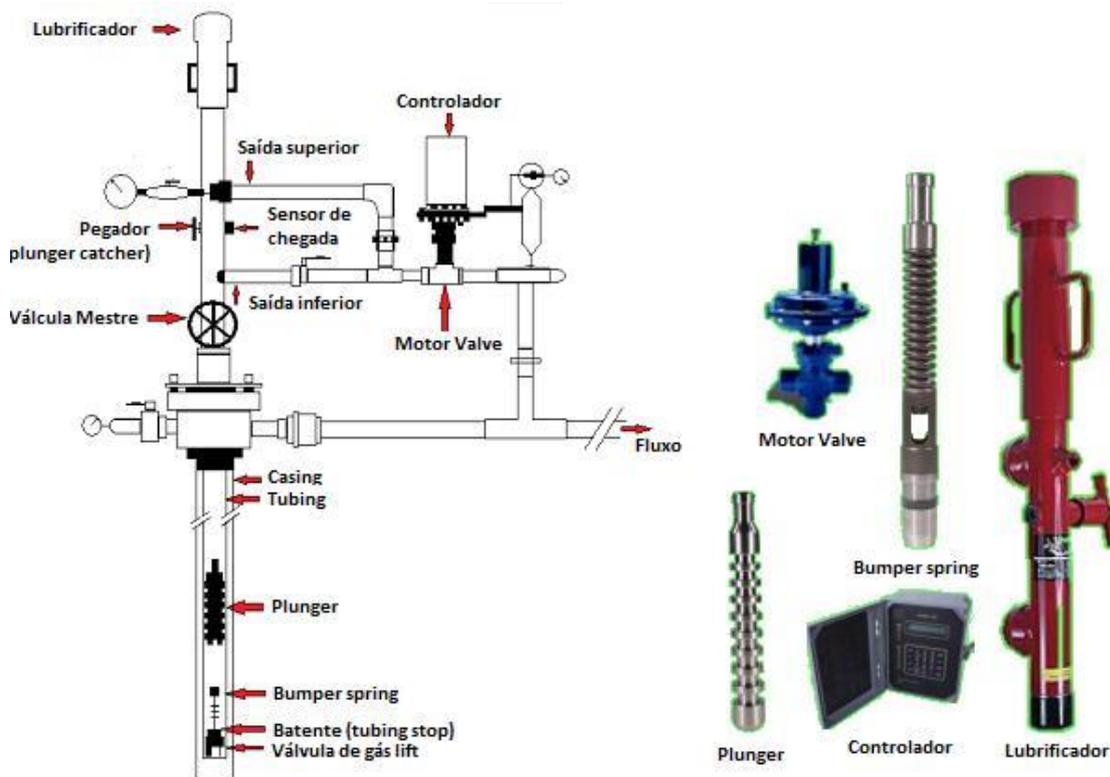


Figura 1 - Sistema *Plunger Lift* (Fonte: <<http://www.lufkin.com/index.php/products-a-services/oilfield/plunger-lift/conventional-plunger-lift-systems>> Acesso em: 20 de Agosto de 2013)

2.2 Benefícios

O método do *Plunger Lift* pode trazer vários benefícios tanto em poços de gás como em poços de óleo. Para poços de gás, o método é útil na remoção de líquido do fundo do poço, permitindo o fluxo de gás sem esse líquido, e mantém o *Tubing* livre de

parafina. Já para poços de óleo, o método pode produzir com alta RGL, podendo conservar a pressão da formação e controlando o acúmulo de parafinas e hidratos através da raspagem do *Plunger* no *Tubing*.

Estudos indicam que a instalação do método apresenta um aumento de 20% na produção de poços depletados. Em relação aos benefícios econômicos, o método apresenta baixo investimento inicial; baixos custos de manutenção, reparo e operação; não necessita de sonda para sua instalação, podendo ser instalado por *wireline*; o custo do sistema não é influenciado pela profundidade do poço. Também é válido ressaltar que o método apresenta uma redução na emissão de metano e pode operar através de energia solar, reduzindo significativamente os custos de operação (Cospy, 2013).

2.3 Etapas de um ciclo

Para melhorar a introdução de como funciona um sistema *Plunger Lift*, os eventos de um ciclo do *Plunger* são mostrados na Figura 2, mostrando as pressões gravadas na superfície do *Casing* e do *Tubing* durante um ciclo completo do *Plunger*.

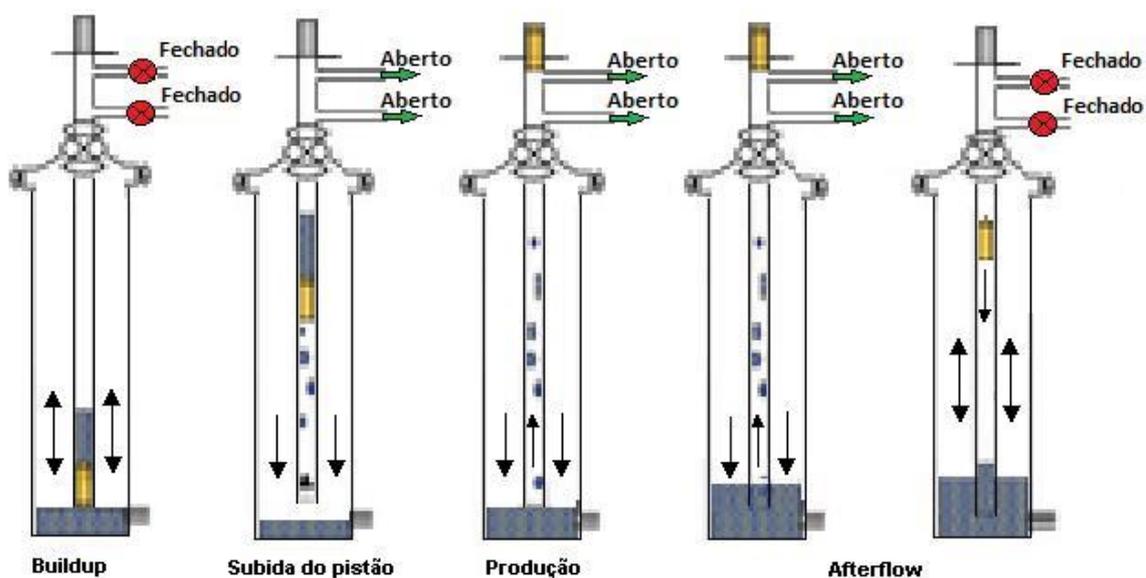


Figura 2 - Etapas de um ciclo de produção do sistema *Plunger Lift*

O ciclo do *Plunger* começa quando o pistão e certa quantidade de líquido estão no fundo do poço. Nesse tempo a pressão no *Casing* deve crescer até um valor

necessário para elevar o *Plunger* até a superfície do poço. Esse intervalo de tempo é chamado de *Buildup* (crescimento de pressão).

No momento em que a válvula motora é aberta, a pressão do *Tubing* cai e o *Plunger* começa a subir junto com o líquido acima dele até a superfície. Esse intervalo de tempo é chamado subida do pistão. Começa com a abertura da válvula motora e termina com a chegada da golfada de líquido a superfície.

Após percorrer toda a coluna de produção, a golfada de líquido chega à superfície e é conduzido para a linha de produção. Ao chegar à superfície, o pistão se choca com o lubrificador, amortecendo o impacto e preservando o *Plunger*. Essa etapa começa com a chegada da golfada a superfície e termina com a chegada do *Plunger* no lubrificador.

Quando o *Plunger* atinge a superfície, o sensor acusa sua chegada e é iniciada a contagem de tempo de *Afterflow* pelo controlador, ou seja, o tempo de permanência do pistão na superfície em que a válvula de ciclo permanecerá aberta, permitindo que a golfada de líquido circule na linha de produção, fazendo com que produza parte da película de líquido deixada no anular *Plunger-Tubing*. Após a descompressão do poço, a válvula motora é fechada, fazendo com que o *Plunger* caia novamente no fundo do poço para dar início a um novo ciclo.

2.4 Condições para acúmulo de líquido no *Tubing* durante o *Buildup*

O papel do *Plunger* é evitar ou diminuir o *fallback* (retorno de líquido ao fundo do poço) do líquido no momento de sua subida. De nada servirá o *Plunger* se, durante o *Buildup*, o líquido acumular-se apenas no anular. O desejável é que o líquido se acumule apenas no *Tubing*. Assim, será estabelecida uma relação simplificada entre diversos parâmetros que expressa na forma de uma RGL mínima necessária para ter-se o comportamento desejado (Baruzzi, 1994).

Admitindo que o líquido se acumule apenas no *Tubing*, a variação do nível de líquido na mesma, após um intervalo de tempo, é dada pela Equação 1. A Figura 3 mostra a variação do nível de líquido no *Tubing* e as devidas variáveis.

$$\Delta H = \frac{Q_{ires} \cdot \Delta t}{A_{tbg}} \quad (1)$$

Onde:

ΔH : variação do nível de líquido no fundo do *Tubing* (m);

Q_{ires} : vazão de líquido do reservatório (m³/s);

Δt : intervalo de tempo (s);

A_{tbg} : área interna do *Tubing* (m²).

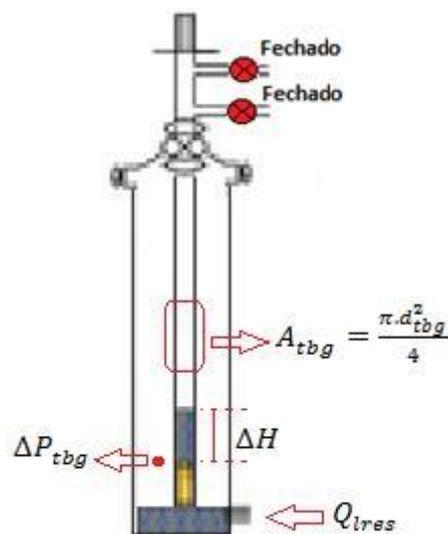


Figura 3 - Variação do nível de líquido no *Tubing*

A esta variação de nível de líquido corresponde um aumento de pressão hidrostática, como pode ser visto na Equação 2.

$$\Delta P_{tbg} = \rho_l \cdot g \cdot \Delta H = \rho_l \cdot g \cdot \frac{Q_{ires} \cdot \Delta t}{A_{tbg}} \quad (2)$$

Onde:

ΔP_{tbg} : aumento da pressão no *Tubing* devido à variação do nível de líquido (Pa);

ρ_l : massa específica do líquido (kg/m³);

g : aceleração da gravidade (m/s²).

Assumindo que o fator de compressibilidade médio do gás no anular é constante, a variação da pressão média do gás no anular, no intervalo de tempo Δt , relaciona-se com a variação da massa de gás no anular pela equação de estado:

$$P \cdot V = Z \cdot n \cdot R \cdot T \quad (3)$$

$$\Delta \overline{P}_{\text{csg}} = \frac{\Delta m_{\text{csg}} \cdot \bar{Z} \cdot R \cdot \bar{T}}{A_{\text{tcsg}} \cdot L \cdot PM} \quad (4)$$

Onde:

$\Delta \overline{P}_{\text{csg}}$: variação da pressão média do gás no anular (Pa);

Δm_{csg} : variação da massa de gás no anular (kg);

\bar{Z} : fator de compressibilidade médio do gás no anular (-);

R: constante universal dos gases ($R=8,314 \text{ N.m}/(\text{mol.K})$);

A_{tcsg} : área do anular *Tubing-Casing* (m^2);

L: comprimento do *Tubing* (m);

PM: massa de 1 mol do gás (kg/mol).

A variação da massa de gás no poço, no mesmo intervalo de tempo, relaciona-se com a vazão de líquido do reservatório pela RGL:

$$\Delta m = Q_{\text{lres}} \cdot RGL \cdot \rho_{\text{g}}^{\text{std}} \cdot \Delta t \quad (5)$$

Onde:

Δm : variação da massa de gás no poço (kg);

RGL: razão gás-líquido ($\text{std m}^3/\text{m}^3$);

$\rho_{\text{g}}^{\text{std}}$: massa específica de gás na condição padrão de temperatura e pressão (kg/m^3).

Numa situação em que todo o gás associado se acumula no anular, então $\Delta m_{\text{csg}} = \Delta m$, assim, a Equação 4 passa a ser:

$$\overline{\Delta P_{\text{csg}}} = \frac{Q_{\text{lres}} \cdot \text{RGL} \cdot \rho_{\text{g}}^{\text{std}} \cdot \Delta t \cdot \bar{Z} \cdot \bar{R} \cdot \bar{T}}{A_{\text{tcsG}} \cdot L \cdot \text{PM}} \quad (6)$$

O incremento de pressão no anular no fundo do poço na profundidade da extremidade da coluna de produção deve ser igual ao incremento da pressão na coluna de produção na sua extremidade, pois ambos representam o aumento de pressão no mesmo ponto.

$$\Delta P_{\text{csgB}} = \Delta P_{\text{tbGB}} \quad (7)$$

Onde:

ΔP_{csgB} : variação da pressão no anular no fundo do poço na profundidade da extremidade da coluna de produção (Pa);

ΔP_{tbGB} : variação da pressão na coluna de produção na sua extremidade (Pa).

Desprezando a compressão do gás na coluna de produção causada pelo crescimento do nível de líquido, então unindo a equação do ΔP_{tbGB} com a equação ΔP_{csgB} , temos:

$$\text{RGL}^* = \frac{\rho_{\text{l}} \cdot g \cdot A_{\text{tcsG}} \cdot L \cdot \text{PM}}{\rho_{\text{g}}^{\text{std}} \cdot A_{\text{tbG}} \cdot \bar{Z} \cdot \bar{R} \cdot \bar{T}} \quad (8)$$

Onde:

RGL^* : RGL na qual o líquido acumula-se apenas no *Tubing* e o gás acumula-se apenas no anular;

Se a RGL do poço for menor que RGL^* , obrigatoriamente haverá acúmulo de líquido no anular, pois o incremento de pressão do gás no anular não é suficiente para equilibrar o incremento de pressão hidrostática na coluna. Assim, RGL^* representa uma RGL mínima para que o líquido se acumule apenas na coluna de produção (Baruzzi, 1994).

Se a RGL do poço for igual à RGL^* , deve-se conseguir direcionar todo gás associado para o anular, caso contrário o líquido também irá acumular-se no anular.

Se a RGL for maior que a RGL^* , também haverá acúmulo de gás na coluna de produção, senão o incremento de pressão no anular seria maior que o incremento de

pressão hidrostática na coluna. Nesse caso, não se deve permitir que o gás fosse para a coluna de produção em quantidade maior que a estritamente necessária para o equilíbrio das pressões, caso contrário o líquido também irá acumular-se no anular (Baruzzi, 1994).

2.5 Características de escoamento

Na modelagem do sistema, foi preciso considerar algumas premissas que caracterizam cada etapa de escoamento de um ciclo. Desse modo, as etapas apresentam as seguintes características:

Buildup:

As características de escoamento do *Buildup* são mostradas na Figura 4, e suas características são as seguintes:

- Abastecimento do poço pelo reservatório;
- Crescimento de pressão no anular devido à produção de gás pelo reservatório;
- Crescimento de nível de líquido na coluna de produção devido à produção do reservatório;
- Crescimento de pressão na coluna de produção devido tanto a compressão do gás causada pelo aumento do nível de líquido, como ao gás que entra na coluna para equilibrar a pressão na extremidade da mesma com a pressão no anular;
- Despressurização da linha.

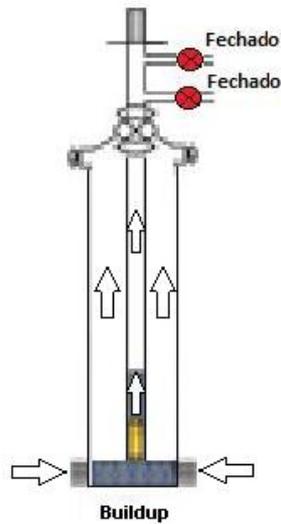


Figura 4 - Etapa do Buildup

Subida do Pistão:

As características de escoamento da etapa de Subida do Pistão são mostradas na Figura 5, e suas características são as seguintes:

- Abastecimento do poço pelo reservatório;
- Escoamento vertical descendente de gás no anular;
- Líquido na extremidade da coluna de produção, devido à produção do reservatório durante a própria etapa. O líquido é atravessado pelo gás vindo do anular e do reservatório;
- Escoamento vertical ascendente de gás na coluna de produção abaixo do pistão;
- Escoamento vertical ascendente de líquido na coluna de produção acima do pistão;
- Escoamento vertical ascendente de gás na coluna de produção acima do líquido e do pistão.

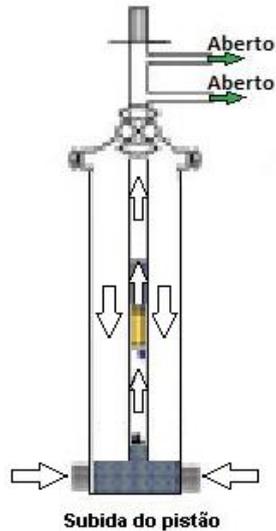


Figura 5 - Etapa da Subida do Pistão

Produção da golfada:

As características de escoamento da Produção da golfada são mostradas na Figura 4, e suas características são as seguintes:

- Abastecimento do poço pelo reservatório;
- Escoamento vertical descendente de gás no anular;
- Líquido na extremidade da coluna de produção, devido à produção do reservatório durante a própria etapa. O líquido é atravessado pelo gás vindo do anular e do reservatório;
- Escoamento vertical ascendente de gás na coluna de produção abaixo do pistão;
- Escoamento vertical ascendente de líquido na coluna de produção acima do pistão.

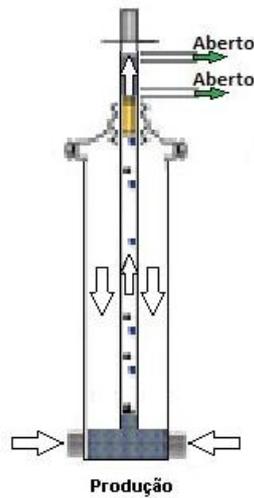


Figura 6 - Etapa da Produção da Golfada

Afterflow:

As características de escoamento do *Afterflow* são mostradas na Figura 7, e suas características são as seguintes:

- Abastecimento do poço pelo reservatório;
- Escoamento vertical descendente de gás no anular;
- Líquido na extremidade da coluna de produção, devido à produção do reservatório durante a própria etapa. O líquido é atravessado pelo gás vindo do anular e do reservatório;
- Escoamento vertical ascendente de gás na coluna de produção.

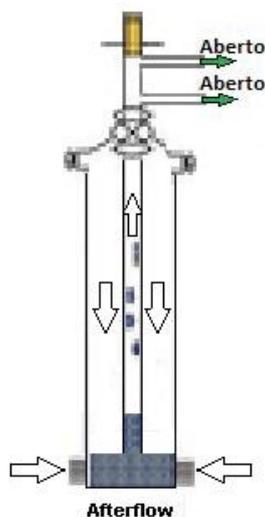


Figura 7 - Etapa do Afterflow

2.6 Equações utilitárias no modelo

Para ajudar a modelar cada etapa de produção, foram utilizadas equações auxiliares de: fator de compressibilidade; vazão de gás; viscosidade dinâmica do gás; viscosidade dinâmica de uma mistura óleo/água; gradiente de temperatura; fator de fricção; pressão no topo de uma coluna de gás; pressão na base de uma coluna de gás;

2.6.1 Fator de Compressibilidade

Para calcular o fator de compressibilidade, foi utilizado o método de Dranchuk, Purvis e Robinson.

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^2} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_r} + A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_r^3} e^{(-A_8 \rho_r^2)} \quad (9)$$

Onde:

$$\rho_r = 0,27 \frac{P_r}{Z \cdot T_r}$$

$$A_1 = 0,31506237$$

$$A_2 = -1,0467099$$

$$A_3 = -0,57832729$$

$$A_4 = 0,53530771$$

$$A_5 = -0,61232032$$

$$A_6 = -0,10488813$$

$$A_7 = 0,68157001$$

$$A_8 = 0,68446549$$

Para resolver a equação, foi utilizado o método iterativo de Newton-Raphson. Desse modo, temos:

$$Z - \left[1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^2} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_r} + A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_r^3} e^{(-A_8 \rho_r^2)} \right] = 0 \quad (10)$$

E

$$\left(\frac{\partial F}{\partial Z} \right)_{T_r} = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^2} \right) \frac{\rho_r}{Z} + 2 \left(A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \frac{\rho_r^2}{Z} + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{Z T_r} + \frac{2 A_7 \rho_r^2}{Z T_r^3} [1 + A_8 \rho_r^2 - (A_8 \rho_r^2)^2] e^{(-A_8 \rho_r^2)} = 0 \quad (11)$$

Sendo:

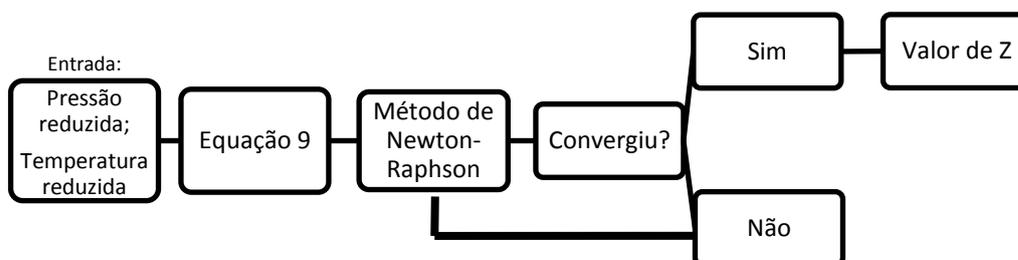
T_r : temperatura reduzida;

ρ_r : densidade reduzida;

Z : fator de compressibilidade;

$A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7, A_8$: constantes adimensionais.

O diagrama abaixo mostra como funciona o algoritmo para resolução dessa função:



2.6.2 Vazão de gás

Essa função é usada para calcular a vazão de gás para a abertura da válvula motora.

$$Q_{SC} = \frac{C_n P_1 d^2}{\sqrt{SG_{gás} T_1 Z_1}} \sqrt{\frac{k}{k-1} (B^{2/k} - B^{(k+1)/k})} \quad (12)$$

Em que:

$$Z_1 = Z \left(\frac{P_1}{P_{pc}}, \frac{T_1}{T_{pc}} \right)$$

$$C_n = 3,7915$$

$$k = \frac{C_p}{C_v}$$

Para fluxo crítico:

$$B = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

Para fluxo subcrítico:

$$B = \frac{P_2}{P_1}$$

Onde:

C_n : coeficiente de base no sistema de unidade de descarga (3,7915);

P_1 : pressão a montante do fluxo de gás (kPa);

P_2 : pressão a jusante do fluxo de gás (kPa);

P_{pc} : pressão pseudocrítica (kPa);

d : diâmetro de passagem do gás (mm);

T_1 : temperatura a montante do fluxo de gás (K);

T_{pc} : temperatura pseudocrítica (K);

Z_1 : fator de compressibilidade a P_1 e T_1 ;

Z : função do fator de compressibilidade;

$SG_{gás}$: densidade relativa do gás.

2.6.3 Viscosidade dinâmica do gás

Essa função foi usada para calcular a viscosidade dinâmica do gás utilizando a correlação de Lee et al., em que:

$$\mu_g = K \cdot 10^{-4} \cdot e^{X \cdot \rho_g^y} \quad (13)$$

E

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 \cdot PM) \cdot T^{1,5}}{209 + 19 \cdot PM + T}$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 \cdot PM$$

$$y = 2,4 - 0,2 \cdot X$$

PM : massa molecular do gás (g/mol);

T : temperatura (°R);

ρ_g : densidade do gás (g/cm³).

2.6.4 Viscosidade de uma mistura óleo/água

A viscosidade da mistura óleo/água é calculada ponderando-se as viscosidades do óleo morto e da água pela fração de água. Dada pela equação:

$$\mu_l = \mu_o(1 - fw) + \mu_w fw \quad (14)$$

Onde

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 \cdot 10^{-2} \cdot T + 1,892 \cdot 10^{-5} \cdot T^2)}$$

$$\mu_o = \left(0,32 + \frac{1,8 \cdot 10^7}{\text{°API}^{4,53}} \right) \left(\frac{360}{T + 200} \right)^a$$

$$a = 10^{(0,43 + 8,33/\text{°API})}$$

μ_w : viscosidade da água (cP);

μ_o : viscosidade do óleo (cP);

T : temperatura (°F).

2.6.5 Gradiente geotérmico

Para o cálculo do gradiente geotérmico foi adotado um gradiente de 0,03098571 K/100m, e temperatura na superfície de 299,8167 K.

$$T = 299,8167 + 0,03098571 \cdot H \quad (15)$$

Onde:

H: profundidade (m).

2.6.6 Fator de fricção

Para o cálculo do fator de fricção foi utilizada a equação de Colebrook. A função realiza os cálculos de forma iterativa para o seguinte regime turbulento:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (16)$$

E para regime laminar:

$$f = \frac{64}{Re}$$

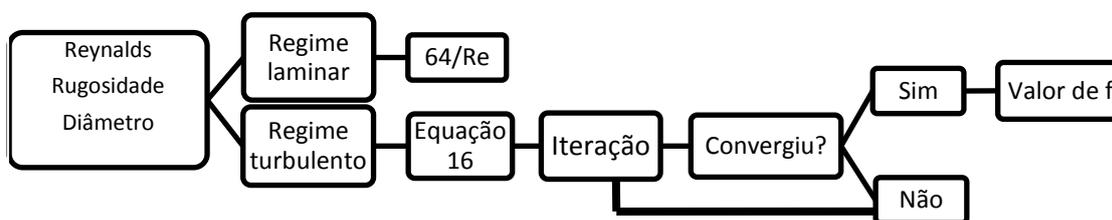
Onde:

ε : rugosidade da tubulação;

d : diâmetro da tubulação;

Re : número de Reynolds.

O diagrama abaixo mostra como funciona o algoritmo para resolução dessa função:



2.6.7 Pressão no topo de uma coluna de gás

Utilizada para calcular a pressão no topo de uma coluna de gás de comprimento “H”, levando em conta a hidrostática. Pode-se calcular a pressão no topo do *Tubing* e a pressão no *Plunger* a montante. É calculada de modo iterativo

Partindo do diferencial de pressão dP devido a gravidade e ao atrito num elemento de tubo vertical, de comprimento dh e diâmetro d , temos:

$$dP = -\rho \cdot g \cdot dh - \frac{\rho \cdot f \cdot dh \cdot v \cdot |v|}{2 \cdot d}$$

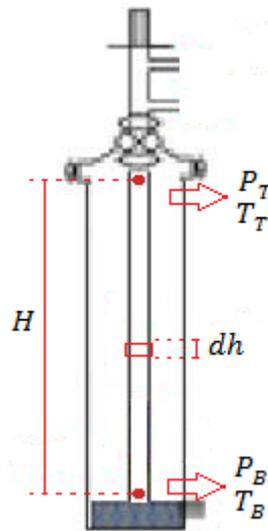


Figura 8 - Esquema para o cálculo da pressão de uma coluna de gás

Assim, chegamos à Equação 17. A Figura 8 mostra o esquema das variáveis citadas na Equação 17.

$$P_T = \frac{P_B}{e^{\left(\frac{P_M \cdot G \cdot H}{\bar{Z} \cdot R \cdot \bar{T}}\right) \left(\frac{\bar{f} \cdot \bar{v} \cdot |v|}{2 \cdot d}\right)}} \quad (17)$$

Onde:

$$\bar{Z} = Z \left(\frac{\bar{P}}{P_{pc}}, \frac{\bar{T}}{T_{pc}} \right) \quad \bar{P} = \frac{P_T + P_B}{2}$$

$$\bar{T} = \frac{T_T + T_B}{2} \quad \bar{f} = f \left(\overline{Re}, \frac{\varepsilon}{d} \right)$$

$$\bar{v} = v_B \frac{P_B \cdot \bar{Z} \cdot \bar{T}}{\bar{P} \cdot Z \cdot T}$$

P_B : pressão na base;

P_T : pressão no topo;

P_{pc} : pressão pseudocrítica;

T_{pc} : temperatura pseudocrítica;

PM : massa molecular do gás;

G : aceleração gravitacional;

H : comprimento da coluna;

\bar{Z} : fator de compressibilidade médio;

R : constante universal dos gases;

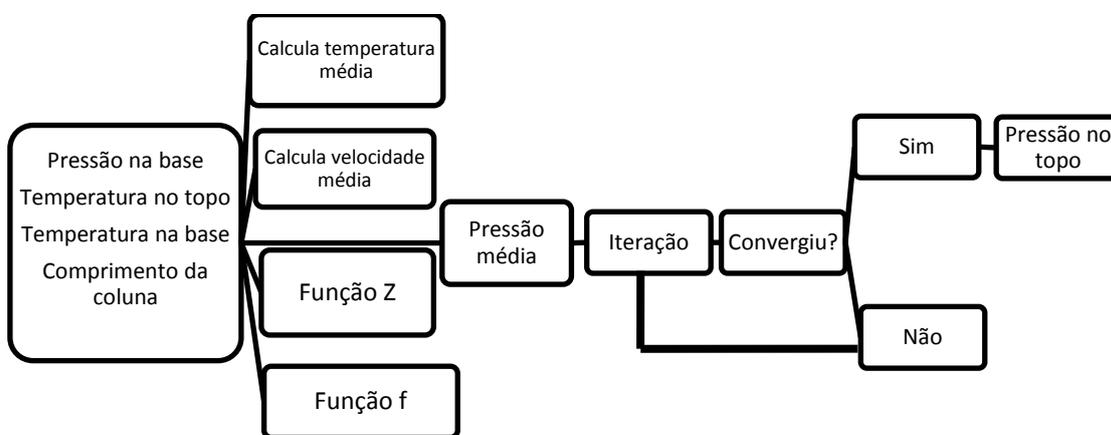
T : temperatura;

\bar{f} : fator de atrito médio;

\bar{v} : velocidade média;

d : diâmetro interno.

O diagrama abaixo mostra como funciona o algoritmo para resolução dessa função:



2.6.8 Pressão na base de uma coluna de gás

Utilizada para calcular a pressão na base de uma coluna de gás de comprimento “H”, levando em conta a hidrostática. Pode-se calcular a pressão na base do anular e a pressão na base do *Tubing*. Também é calculada de modo iterativo:

$$P_B = P_T \cdot e^{\left(\frac{PM \cdot G \cdot H}{\bar{Z} \cdot R \cdot T}\right) \left(\frac{\bar{f} \cdot \bar{v} \cdot |\bar{v}|}{2 \cdot d}\right)} \quad (18)$$

Onde:

$$\bar{Z} = Z \left(\frac{\bar{P}}{P_{pc}}, \frac{\bar{T}}{T_{pc}} \right) \quad \bar{P} = \frac{P_T + P_B}{2}$$

$$\bar{T} = \frac{T_T + T_B}{2} \quad \bar{f} = f \left(\overline{Re}, \frac{\varepsilon}{d} \right)$$

$$\bar{v} = v_B \frac{P_B \cdot \bar{Z} \cdot \bar{T}}{\bar{P} \cdot Z \cdot T}$$

P_B : pressão na base;

P_T : pressão no topo;

P_{pc} : pressão pseudocrítica;

T_{pc} : temperatura pseudocrítica;

PM : massa molecular do gás;

G : aceleração gravitacional;

H : comprimento da coluna;

\bar{Z} : fator de compressibilidade médio;

R : constante universal dos gases;

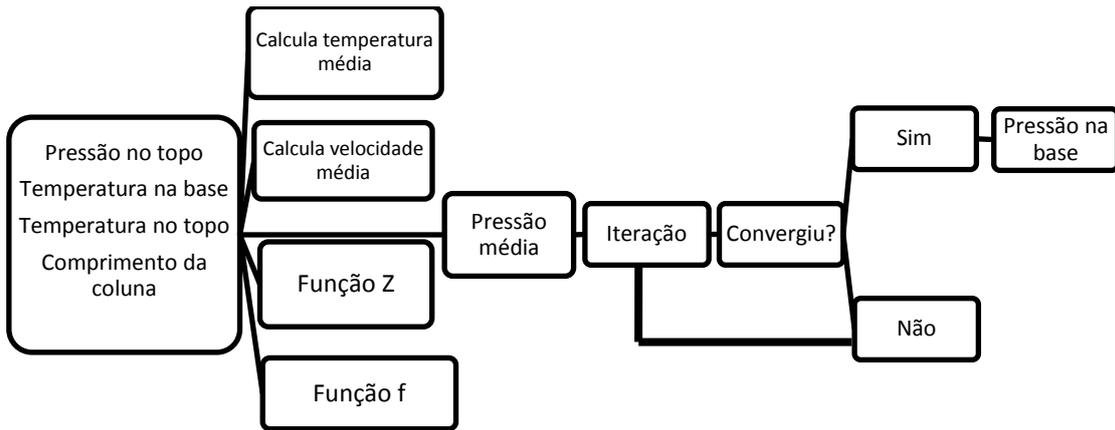
T : temperatura;

\bar{f} : fator de atrito médio;

\bar{v} : velocidade média;

d : diâmetro interno.

O diagrama a seguir mostra como funciona o algoritmo para resolução dessa função:



3 METODOLOGIA

O simulador foi feito na linguagem de programação C++, porém também foi criada uma versão mais robusta no *VisualBasic*, apenas para a visualização e correção de alguns erros computacionais encontrados no decorrer do trabalho.

Na modelagem do sistema, foi preciso considerar algumas simplificações características do método:

- *Plunger* perfeitamente selante apenas durante o seu movimento ascendente (velocidades iguais para o gás, *Plunger* e líquido, sem ocorrência de *fallback* ou passagem de gás pelo *Plunger*);
- Durante o período de recuperação da pressão (*Buildup*) o líquido acumula-se apenas no *Tubing*;
- Extremidade da coluna posicionada na base dos canhoneados;
- Não há mudança de fases (visto que é de se esperar que a massa de gás que entra ou sai de solução no líquido seja pequena em relação à massa total de gás no sistema);
- Enquanto a linha de produção está aberta, o líquido produzido pelo reservatório acumula-se na extremidade do *Tubing*, e é atravessado pelo gás, proveniente tanto do reservatório como do anular, sem ser carreado pelo mesmo;
- O diferencial de pressão no líquido acumulado na extremidade da coluna de produção é igual à hidrostática do líquido calculada com fração de vazio igual a zero;
- Escoamento de líquido na linha de produção do tipo tamponado, ou seja, sem penetração do gás na fase líquida e vice-versa;
- Gradiente de temperatura constante e igual ao gradiente geotérmico;
- Contrapressão na formação igual à pressão na extremidade da coluna de produção;
- Comportamento do gás representado pela equação dos gases reais com fator de compressibilidade (Z);
- Líquido incompressível.

3.1 Equações Auxiliares no modelo

Para o desenvolvimento do modelo foi utilizado basicamente equações de conservação da quantidade de movimento e de conservação da massa. A equação da conservação da quantidade de movimento foi aplicada de forma implícita nos cálculos de perda ou ganha de carga ao longo do escoamento.

Para cada etapa de produção, existe um padrão de escoamento diferente. Para entendimento dessa sessão, vale ressaltar que o simulador inicia com a etapa de subida do pistão, já que como parâmetro de entrada é solicitado que o usuário entre com dados do reservatório e configurações iniciais (comprimento inicial da golfada, tempos de válvula aberta e fechada). Então, o ciclo de produção no simulador será: Subida do Pistão; Produção; *Afterflow*; e *Buildup*.

A seguir são mostradas algumas equações da modelagem matemática de cada etapa de produção. Tendo em vista que é inviável mostrar nesse trabalho todas as equações usadas no modelo, nas próximas sessões serão apresentadas as principais.

3.1.1 Subida do Pistão

A pressão na extremidade do *Tubing* é obtida a partir da pressão no anular e na superfície, usando a Equação 18 (Pressão na base de uma coluna de gás).

$$P_{csgB} = P_{csgT} \cdot e^{\left(\frac{PM.G.L_{cauda}}{\bar{Z}_{csg} \cdot R \cdot \bar{T}_{csg}} \right)} \quad (19)$$

Onde:

P_{csgB} : pressão na base do anular;

P_{csgT} : pressão no topo do anular;

L_{cauda} : comprimento do *Tubing*;

\bar{Z}_{csg} : fator de compressibilidade médio do gás no anular;

\bar{T}_{csg} : temperatura média de gás no anular.

A pressão na base do *Tubing* é calculada considerando a pressão média do gás acima da golfada. Vale ressaltar que o cálculo não chama a função da Equação 18, pois além do gás também existe o *Plunger* e a golfada de líquido na coluna de produção.

$$P_{tbgB} = \frac{2.P_P}{1+e^{\left(\frac{P.M.G.(L_{cauda}-L_{slg}-H_{plg})}{Z.R.\bar{T}}\right)}} \quad (20)$$

Onde:

$$P_P = \frac{Z.\bar{n}.R.\bar{T}}{V_{tbg}}$$

P_P : pressão média do gás acima da golfada;

\bar{n} : número de moles médio calculado na pressão e temperatura padrões;

V_{tbg} : volume interno do *Tubing*;

L_{slg} : comprimento da golfada;

H_{plg} : posição do *Plunger*.

A perda de pressão a jusante do *Plunger*, leva em conta a pressão na base do *Tubing*, a perda por peso da coluna de líquido e a perda de pressão do *Plunger*.

$$P_{plgJ} = P_{tbgB} + L_{slg} \cdot \rho_l \cdot G + \frac{M_{plg} \cdot G}{A_{I_{tbg}}} \quad (21)$$

Onde:

ρ_l : densidade do líquido;

M_{plg} : massa do *Plunger*;

$A_{I_{tbg}}$: área interna do *Tubing*.

A pressão a montante do *Plunger*, acima da coluna de líquido formada no fundo ou no topo da coluna de gás abaixo do *Plunger*, é calculada chamando a função da Equação 17:

$$P_{plgM} = \frac{P_{csgB} - \rho_l \cdot G \cdot L_{tbg}}{e^{\left(\frac{PM.G.(H_{plg} - L_{tbg})}{Z.R.T}\right)}} \quad (22)$$

Onde:

L_{tbg} : altura da coluna de líquido acumulada na extremidade do *Tubing*.

A pressão no topo da golfada de líquido é calculada pela pressão na base do *Plunger* menos a perda de carga no *Plunger*, menos a perda de carga gravitacional e atrito na golfada, menos a perda de carga pela aceleração da massa do *Plunger* e da golfada.

$$P_{slgT} = P_{plgM} - \Delta P_{plg} - \rho_l \cdot G \cdot L_{slg} - \frac{\rho_l \cdot \overline{f_{slg}} \cdot L_{slg} \cdot v_{slg} \cdot |v_{slg}|}{2 \cdot d_{tbg}} - \left(\rho_l \cdot L_{slg} + \frac{m_{plg}}{A_{tbg}} \right) a_{slg} \quad (23)$$

Onde:

P_{slgT} : pressão no topo da golfada;

ΔP_{plg} : perda de carga no *Plunger*;

L_{slg} : comprimento da golfada;

$\overline{f_{slg}}$: fator médio de atrito;

v_{slg} : velocidade da golfada;

d_{tbg} : diâmetro interno do *Tubing*;

m_{plg} : massa do *Plunger*;

a_{slg} : aceleração da golfada.

A pressão no topo do *Tubing* é calculada usando a função da Equação 17 (Pressão no topo de uma coluna de gás):

$$P_{tbgT} = \frac{P_{slgT}}{e^{\left(\frac{PM.G.(L_{cauda} - H_{plg} - L_{plg} - L_{slg})}{Z.R.T}\right)}} \quad (24)$$

Onde:

P_{tbGT} : pressão no topo do *Tubing*;

P_{slGT} : pressão no topo da golfada;

L_{plg} : comprimento do *Plunger*.

A vazão de líquido do reservatório é calculada considerando a IPR da correlação de Vogel, com contrapressão na formação igual à pressão no anular na extremidade do *Tubing*:

$$Q_{lres} = Q_{m\acute{a}x} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{csgB}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{csgB}}{P_e} \right)^2 \right] \quad (25)$$

Onde:

$Q_{m\acute{a}x}$: vazão máxima de líquido se a contrapressão na formação é zero;

P_e : pressão estática do reservatório.

A vazão de gás associado, nas mesmas condições de temperatura e pressão usadas na medida da RGL (referidos como condição padrão) é dada por:

$$Q_{gres}^{std} = Q_{lres} \cdot RGL \quad (26)$$

Onde:

Q_{gres}^{std} : vazão de gás do reservatório medido na condição padrão.

Com a vazão de gás do reservatório, pode-se calcular a vazão mássica de gás, multiplicando-se a vazão de gás pela massa específica:

$$\dot{m}_{gres} = \rho_g^{std} \cdot Q_{gres}^{std} \quad (27)$$

Pode-se calcular a velocidade do gás no fundo da coluna relacionando-a com a vazão mássica de gás nesse ponto:

$$\dot{m}_{downB} = \rho_{gdownB} \cdot v_{gdownB} \cdot A_{tbG} \quad (28)$$

$$\rho_{gdownB} = \frac{P_{gdownB} \cdot PM}{Z_{gdownB} \cdot R \cdot T_{gdownB}}$$

Onde

m_{downB} : vazão mássica de gás na extremidade do *Tubing*;

ρ_{gdownB} : massa especificado gás na extremidade do *Tubing*;

Z_{gdownB} : fator de compressibilidade do gás na extremidade do *Tubing*.

Pode-se calcular a velocidade do gás no topo da coluna relacionando-a com a vazão mássica de gás nesse ponto:

$$m_{upT} = \rho_{gupT} \cdot v_{gupT} \cdot A_{tbg} \quad (29)$$

Onde

$$\rho_{gupT} = \frac{P_{tbgT} \cdot PM}{Z_{gupT} \cdot R \cdot T_{sup}} \quad (30)$$

m_{upT} : vazão mássica de gás no topo do *Tubing*;

ρ_{gupT} : massa especificado gás no topo do *Tubing*;

Z_{gupT} : fator de compressibilidade do gás no topo do *Tubing*.

A posição do pistão é relacionada com sua velocidade, e conseqüentemente, a velocidade da golfada:

$$v_{slg} = \frac{d(H_{plg})}{dt} \quad (31)$$

Na Figura 9 pode-se observar as variáveis usadas na etapa de subida do pistão de forma mais clara:

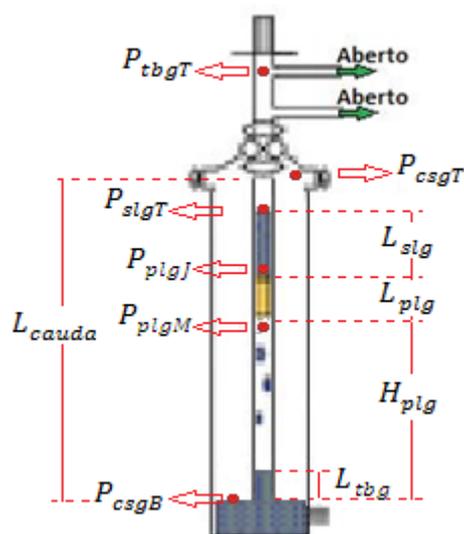


Figura 9 - Identificação das variáveis na etapa de Subida do Pistão

3.1.2 Produção

Para essa etapa, a equação da pressão na base do anular permanece a mesma citada no item anterior, portanto:

$$P_{csgB} = P_{csgT} \cdot e^{\left(\frac{PM.G.L_{cauda}}{Z_{csg}.R.T_{csg}}\right)} \quad (19)$$

A pressão na base do *Tubing* é a pressão média na base da coluna de gás abaixo do pistão:

$$P_{tbgB} = \frac{2.P_p}{1+e \frac{PM.G.(H_{plg}-L_{tbg})}{Z.R.T}} \quad (33)$$

Onde:

$$P_p = \frac{Z.n_{tbg}.R.\bar{T}}{V_t}$$

n_{tbg} : número de moles do gás no *Tubing*;

\bar{T} : temperatura média entre a base do *Plunger* e a coluna de líquido no fundo do poço;

V_t : volume da coluna de gás abaixo do *Plunger*;

L_{tbg} : incremento da altura de líquido no fundo do poço.

A pressão do *Plunger* a montante, no topo da coluna de gás abaixo do *Plunger*, é calculada usando a função da Equação 17.

$$P_{plgM} = \frac{P_{tbgB}}{e^{\left(\frac{PM.G.(H_{plg}-L_{tbg})}{Z.R.T}\right)}} \quad (34)$$

A pressão no topo do *Tubing* é calculada pela pressão à montante do *Plunger* retirando a perda de pressão pela massa do *Plunger* e da golfada de líquido:

$$P_{tbgT} = P_{plgM} - \rho_l \cdot G \cdot L_{slg} - \frac{M_{plg} \cdot G}{A_{l_{tbg}}} \quad (35)$$

A pressão a jusante do *Plunger* é calculada devido ao peso da massa do *Plunger* e da golfada de líquido:

$$P_{plgJ} = \rho_l \cdot G \cdot L_{slg} + \frac{M_{plg} \cdot G}{A_{l_{tbg}}} \quad (36)$$

As demais equações, como vazão de líquido do reservatório e vazão de gás do reservatório, são calculadas de acordo com o item anterior. As variáveis podem ser mais bem visualizadas na Figura 10.

$$Q_{lres} = Q_{m\acute{a}x} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right] \quad (25)$$

$$Q_{gres}^{std} = Q_{lres} \cdot RGL \quad (26)$$

Onde:

P_{wf} : Pressão no fundo do poço;

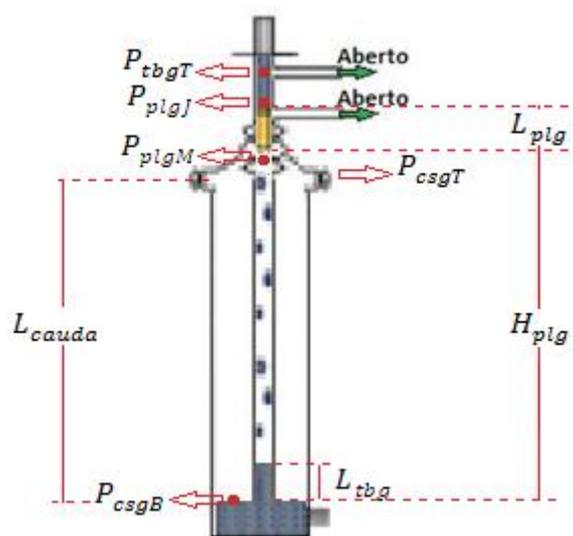


Figura 10 - Identificação das variáveis na etapa de Produção

3.1.3 Afterflow

Nesta etapa, as equações de pressão na base do anular e vazão de líquido do reservatório permanecem a mesma dos itens anteriores.

$$P_{csgB} = P_{csgT} \cdot e^{\left(\frac{PM.G.L_{cauda}}{Z_{csg}.R.T_{csg}}\right)} \quad (19)$$

$$Q_{lres} = Q_{m\acute{a}x} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \right] \quad (25)$$

$$Q_{gres}^{std} = Q_{lres} \cdot RGL \quad (26)$$

A pressão na base do *Tubing* é calculada através da pressão média do gás no revestimento e subtraindo a da coluna de líquido formada no fundo.

$$P_{tbgB} = \frac{2.Z.n_{csg}.\overline{T_{csg}}/V_{csg}}{1+e \frac{PM.G.L_{cauda}}{Z.R.T_{csg}}} - \rho_l \cdot G \cdot L_{tbg} \quad (37)$$

Onde:

$\overline{T_{csg}}$: temperatura média no anular;

n_{csg} : número de moles no anular.

O cálculo da vazão de gás na linha de surgência considera a pressão na coluna de gás abaixo do *Plunger*, a pressão no separador, o diâmetro da válvula motora e a temperatura da superfície. É calculada de acordo com a função citada na Equação 12:

$$Q_{SC} = \frac{C_n(P_{csgT} - \rho_l G \cdot L_{tbg}) d_{ab}^2}{\sqrt{SG_{g\acute{a}s} T_{sup} Z}} \sqrt{\frac{k}{(k-1)} (B^{2/k} - B^{(k+1)/k})} \quad (38)$$

Onde:

d_{ab} : diâmetro da válvula motora;

Como nessa etapa o *Plunger* permanece parado no topo do *Tubing*, não se torna necessário o cálculo da pressão a montante e a jusante no *Plunger*.

3.1.4 Buildup

Nessa etapa, as equações de pressão na base do revestimento, vazão de líquido do reservatório e vazão de gás do reservatório permanecem as mesmas do item anterior.

$$P_{csgB} = P_{csgT} \cdot e^{\left(\frac{PM.G.L_{cauda}}{\bar{Z}_{csg} \cdot R \cdot T_{csg}}\right)} \quad (19)$$

$$Q_{lres} = Q_{m\acute{a}x} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \right] \quad (25)$$

$$Q_{gres}^{std} = Q_{lres} \cdot RGL \quad (26)$$

A pressão no topo do *Tubing* é calculada usando a função da Equação 17:

$$P_{tbgT} = \frac{P_{tbgB}}{e^{\left(\frac{PM.G.(L_{tbg}+L_{slg})}{\bar{Z} \cdot R \cdot T_{sup}}\right)}} \quad (39)$$

A velocidade de queda do *Plunger* foi calculada de acordo com a teoria de Stokes, adaptando um corpo cilíndrico a uma esfera:

$$v_{plg} = \frac{M_{plg} \cdot G - \rho_f \cdot \left(\frac{\pi}{6}\right) \cdot d_{esf}^3 \cdot G}{3\pi \cdot d_{esf} \cdot \mu_f + K} \left[1 - e^{-(3\pi \cdot d_{esf} \cdot \mu_f + K)t / M_{plg}} \right] \quad (40)$$

Onde:

$$d_{esf} = \left(\frac{3}{2} d_{plg}^2 \cdot L_{plg}\right)^{1/3}$$

d_{esf} : diâmetro do *Plunger* considerado uma esfera;

d_{plg} : diâmetro do *Plunger*;

ρ_f : massa específica do fluido ao qual o *Plunger* está caindo;

μ_f : viscosidade do fluido ao qual o *Plunger* está caindo;

K : coeficiente de atrito adimensional, a depender do tipo de material.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta sessão aborda os resultados obtidos da modelagem matemática do simulador, através das análises físicas do método. A Figura 11 mostra os dados de entrada do simulador.

The screenshot shows a software window titled "Configurações" with a "Simulação" tab. The window is divided into several sections for parameter input:

- Poço:** Includes a dropdown for "Lista de Poços", a text field for "Nome do Poço", and a "Comentários" area.
- Tubing:** Includes a dropdown for "Tipos pré-definidos", and input fields for "Comprimento (m)", "Rugosidade (mm)", "Diâmetro interno (pol)", "Diâmetro externo (pol)", and "Peso (lb/ft)".
- Casing:** Includes a dropdown for "Tipos pré-definidos", and input fields for "Comprimento (m)", "Rugosidade (mm)", "Diâmetro interno (pol)", "Diâmetro externo (pol)", and "Peso (lb/ft)".
- Válvula motora:** Includes a dropdown for "Tipos pré-definidos" and an input field for "Diâmetro (pol)".
- Linha de produção:** Includes a dropdown for "Tipos pré-definidos" and an input field for "Pressão no separador (psig)".
- Reservatório:** Includes input fields for "Pressão estática (kgf/cm²)", "Vazão de testes (m³/dia)", "Pressão de testes (kgf/cm²)", and "RGL".
- Pistão:** Includes a dropdown for "Tipos pré-definidos", and input fields for "Eficiência de vedação (%)", "Comprimento (m)", "Massa (kg)", and "Diâmetro (pol)".
- Configurações de fluidos:** Divided into "Líquido" (with "BSW (%)" and "Óleo API" fields) and "Gás" (with "SG" and "Gama" fields).
- Configurações iniciais:** Includes input fields for "Tempo de válv. aberta (s)", "Tempo de válv. fechada (s)", "Tempo para o afterflow (s)", "Comp. inicial da golfada (m)", and "Pr. no topo do casing (psig)".

At the bottom of the window are buttons for "Carregar Arquivo", "Salvar em arquivo", "Aplicar", "OK", and "Cancelar".

Figura 11 - Dados de entrada do simulador

Com todos esses parâmetros de entrada, o simulador começa a calcular suas variáveis de saída para serem mostradas graficamente ao usuário. A Figura 12 mostra todas as variáveis que o simulador disponibiliza ao usuário.

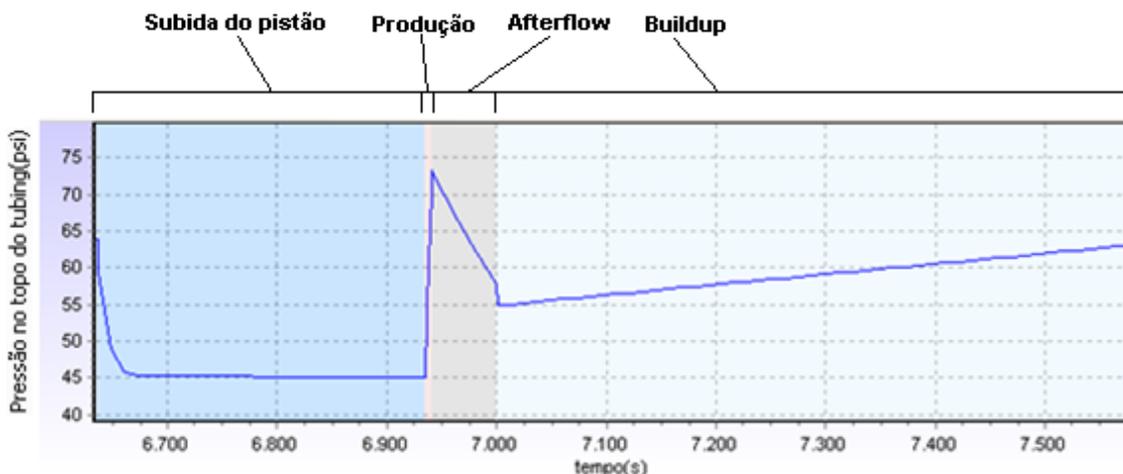


Figura 12 - Variáveis mostradas no simulador

Os gráficos a seguir foram analisados durante um ciclo completo. Os dados de entrada são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados de entrada para análise dos resultados

Tubing				
Comprimento (m)	Rugosidade (mm)	Diâmetro interno (pol)	Diâmetro externo (pol)	Peso linear (lb/ft)
1000	0,132	1,995	2,375	4,7
Casing				
Comprimento (m)	Rugosidade (mm)	Diâmetro interno (pol)	Diâmetro externo (pol)	Peso linear (lb/ft)
1000	0,132	4,95	5,5	15,5
Reservatório				
Pressão estática (kgf/cm²)	Vazão de testes (m³/d)	Pressão de testes (kgf/cm²)	RGL	
50	2,3	26	596	
Pistão				
Eficiência de vedação (%)	Comprimento (m)	Massa (kg)	Diâmetro (pol)	
90	0,45	4,48	1,95	
Configuração de fluidos				
BSW (%)	API óleo	SG água	SG gás	Gama gás
0,5	37	1,01	0,8	1,21
Configurações iniciais				
Temp. de válv. Aberta (s)	Temp. de válv. Fechada (s)	Temp. para o Afterflow (s)	Comp. Inicial da golfada (m)	Pr. No topo do Casing (psig)
600	585	60	15,3	90

Figura 13 - Pressão no topo do *Tubing* (psi)

A Figura 13 mostra o gráfico da pressão no topo do *Tubing*. Como se pode observar, o momento da subida do pistão é o momento de abertura da válvula motora, no instante inicial o topo do *Tubing* que estava bastante pressurizado sofre uma queda acelerada exatamente no momento de abertura da válvula, decorrente da pressão acumulada no interior do *Tubing*, até atingir um valor constante. No momento da produção do líquido, é notável um acréscimo no valor da pressão, isso acontece pelo fato da golfada de líquido chegar junto com o *Plunger* fazendo um incremento adicional a pressão no topo do *Tubing*. Após o *Plunger* atingir a superfície, a pressão no topo do *Tubing* volta a cair pela produção do gás, despressurizando o poço. E no *Buildup*, se pode notar novamente o crescimento da pressão, pelo fato da válvula motora estar novamente fechada.

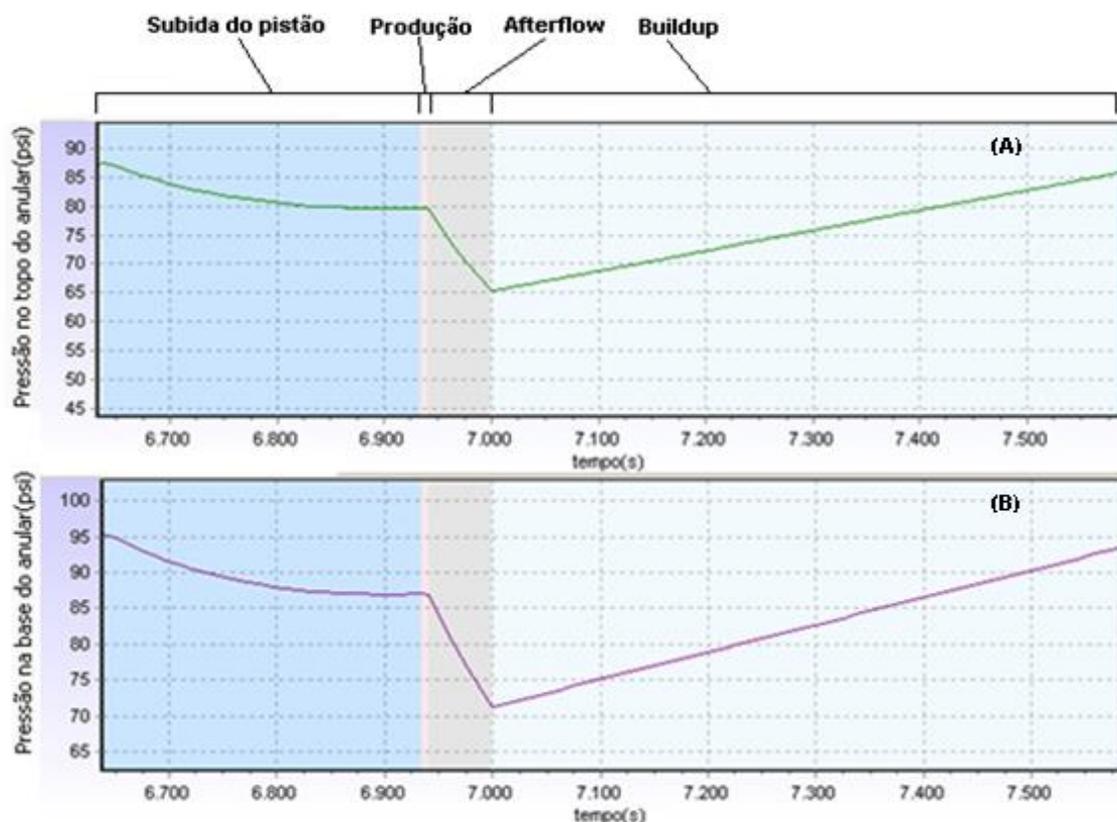


Figura 14 - No gráfico (A) a pressão no topo do anular (psi); no gráfico (B) a pressão na base do anular (psi)

A Figura 14 mostra os gráficos das pressões no anular, tanto no topo, como na base do anular. Ambos apresentam um comportamento semelhante, com uma leve queda de pressão na etapa de subida do pistão, pelo fato do anular estar pressurizado, e no momento de abertura da válvula motora, a pressão do anular tem uma queda suave decorrente do exponencial da equação citada na Equação 19. No momento do *Afterflow*, também é notável uma rápida queda de pressão tanto na base como no topo do anular, pois nessa etapa não existe mais o peso do *Plunger* e da golfada de líquido na descarga do gás, fazendo com que a produção do gás seja instantânea e descarregue o poço. Na etapa do *Buildup*, como já foi citado anteriormente, é o momento de fechamento da válvula motora, fazendo com que a pressão cresça novamente no anular, tanto na base quanto no poço.

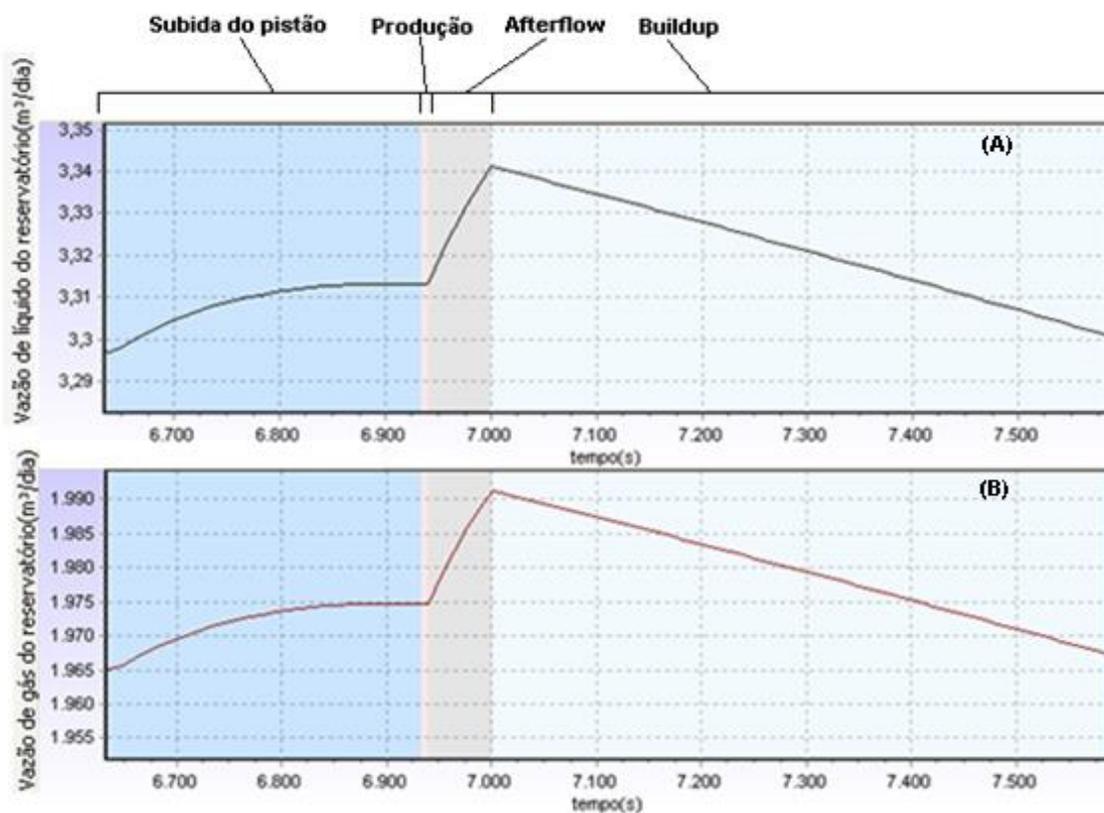
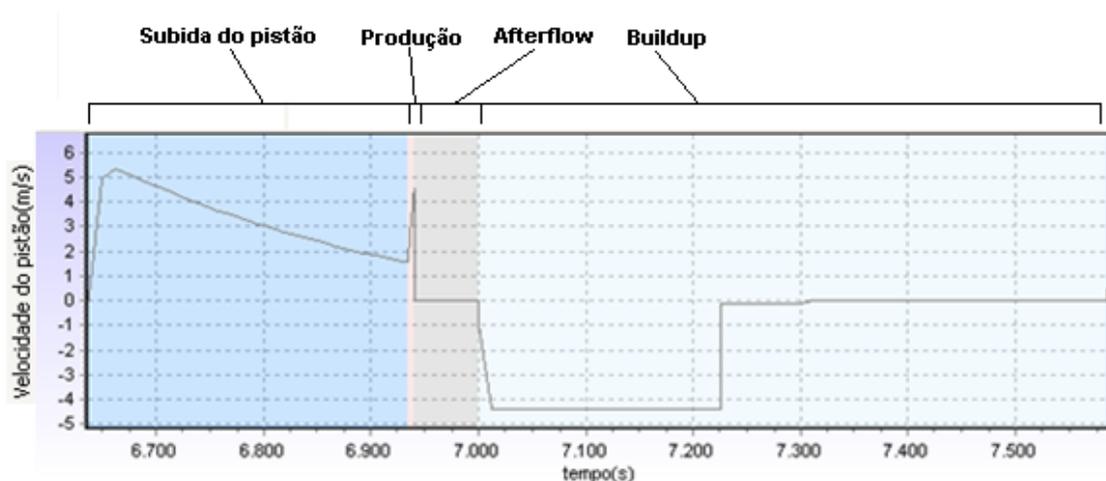


Figura 15 - No gráfico (A) a vazão de líquido do reservatório (m³/d); no gráfico (B) a vazão de gás do reservatório (m³/d)

A Figura 15 mostra os gráficos da vazão de líquido do reservatório e da vazão de gás do reservatório. Ambos apresentam o mesmo comportamento, pois a vazão de gás do reservatório é calculada através da RGL e da vazão de líquido. Na etapa de subida do pistão, eles apresentam um acréscimo, pois de acordo com a equação de Vogel a vazão depende de forma inversa da pressão na base do *Casing*. Então em todas as etapas de produção, tanto para a vazão de líquido do reservatório como pra vazão de gás do reservatório, eles apresentam um comportamento inverso ao das pressões no anular.

Figura 16 - Velocidade do *Plunger* (m/s)

A Figura 16 mostra os gráficos da velocidade do *Plunger*. No momento da subida do pistão, se pode observar uma rápida aceleração do *Plunger* pelo fato do poço estar pressurizado. Após essa aceleração, o *Plunger* atinge um valor de desaceleração em função do seu peso e do peso da golfada de líquido acima dele. No momento da produção, também nota-se outra aceleração decorrente da massa de líquido que está sendo produzida (diminuição de peso acima do *Plunger*) até que ele chegue e atinja seu valor máximo e caia pra zero (velocidade de impacto no momento que o *Plunger* atinge a superfície). Na etapa do *Afterflow*, se pode notar que a velocidade do *Plunger* permanece no valor zero pelo fato do *Plunger* permanecer parado na superfície. Ao começar a etapa do *Buildup*, o *Plunger* cai novamente no fundo do poço, por isso o valor negativo.

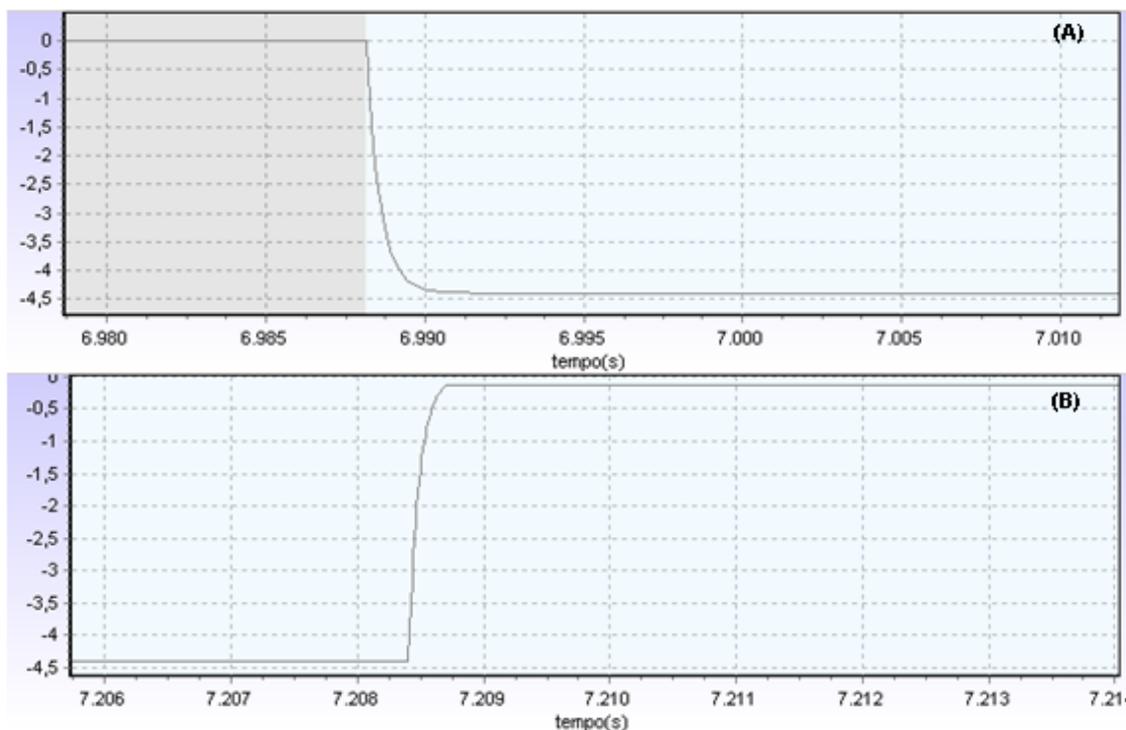


Figura 17 - Velocidade de queda do *Plunger*. No gráfico (A), a velocidade de queda no gás; no gráfico (B) a velocidade de queda na interface gás-líquido

A Figura 17 mostra de forma mais detalhada a velocidade de queda do *Plunger* em uma escala mais aproximada. Nota-se que no primeiro momento da queda, todo o *Plunger* está caindo no meio que contém o gás, visto no gráfico (A) da Figura 17, assim a queda se torna acelerada e sua velocidade cresce exponencialmente, como foi visto na Equação 40 da velocidade de queda do pistão. O gráfico (B) da Figura 17 mostra o momento em que o *Plunger* atinge a coluna de líquido no fundo do poço, nesse momento ocorre uma desaceleração na velocidade de queda, amortecendo o *Plunger* antes de atingir a velocidade zero (momento de chegada ao fundo do poço).

Apesar dos resultados obtidos fornecerem valores coerentes com as análises físicas do método, vale ressaltar que essa é apenas uma ferramenta computacional, não chegou a ser validada com dados reais. Portanto, deveria haver outras análises comparativas para maior confiabilidade do simulador.

5 CONCLUSÃO

O simulador desenvolvido neste trabalho apresenta valores coerentes com as análises físicas. Os gráficos obtidos mostram o resultado da modelagem matemática apresentada no trabalho. Com essa ferramenta é possível testar diferentes combinações de equipamentos, como diferentes diâmetros de coluna, revestimento e *Plunger*, em diferentes características de reservatórios e diferentes tempos de abertura e fechamento da válvula motora, e assim escolher a melhor combinação entre elas.

Essa ferramenta pode auxiliar um engenheiro na tomada de decisões antes da implementação do método, para saber a viabilidade do mesmo evitando um dimensionamento errado, como: afogamento do *Plunger* (quando o reservatório não produz energia suficiente para elevar o *Plunger* e seu fluido); alta velocidade de impacto do *Plunger* na superfície; menor retorno de fluido (*fallback*).

5.1 Recomendações

- Como trabalhos futuros, tem-se a necessidade de validar o simulador com dados reais;
- Utilizar outra ferramenta computacional como recurso secundário no dimensionamento;
- Implementar a mudança de fase nos regimes de escoamento.

REFERÊNCIAS

1. BARUZZI, J. O. A. Modelagem do Plunger Lift Convencional. 1994. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.
2. ROSINA, L. A study of Plunger Lift Dynamics. 1983. Master thesis – The University of Tulsa.
3. BOLONHINI, E. H. (2005). Plunger Lift Conceituação fundamental.
4. ABERCROMBIE, B. (1980). Plunger Lift, Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2b. by K.E. Brown. PennWell Publishing Co., (pp. 483-. 518).
5. BEAUREGARD, E. M. and Ferguson, P. L. (1981). Introduction to Plunger Lift: Applications, Advantages and Limitations.
6. MAGGARD, J. B. (2000). Modeling and analysis of Plunger Lift for water removal from tight gas wells. Texas A&M University.
7. OZKAN, E. (2003). Optimization of Plunger Lift Performance in Stripper Gas Wells. Colorado School of Mines.
8. LEA, J. F. (1999). Plunger Lift Versus Velocity Strings. Texas Tech University.
9. SOEIRO, N. S. (2008). Fundamentos de Vibrações e Balanceamento de Rotores. Universidade Federal do Pará.
10. COSBY, D. P. E. (2013). Introduction to Plunger Lift. Texas Tech University.
11. LAEVSKY, K.; MATTHEIJ, R. M. M. (2001). Numerical Simulation of the Plunger Velocity. Eindhoven University Computer Science.