



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA E DE PETRÓLEO
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL
PARA O CÁLCULO DO PONTO DE OPERAÇÃO DO POÇO E
VERIFICAÇÃO DA NECESSIDADE DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL**

ALYSON PINHEIRO ROCHA

Orientador: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

FORTALEZA/CE

2017

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL
PARA O CÁLCULO DO PONTO DE OPERAÇÃO DO POÇO E
VERIFICAÇÃO DA NECESSIDADE DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL**

ALYSON PINHEIRO ROCHA

FORTALEZA/CE

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

R571d Rocha, Alyson Pinheiro.

Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o cálculo do ponto de operação do poço e verificação da necessidade de elevação artificial / Alyson Pinheiro Rocha. – 2017. 73 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2017.

Orientação: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte.

1. Inflow performance curve. 2. Tubing performance relationship. 3. VBA. 4. BCP. I. Título.

CDD 665.5092

ALYSON PINHEIRO ROCHA

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL
PARA O CÁLCULO DO PONTO DE OPERAÇÃO DO POÇO E
VERIFICAÇÃO DA NECESSIDADE DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia de
Petróleo da Universidade Federal do Ceará,
como requisito parcial para a obtenção do
grau de Bacharel em Engenharia de
Petróleo.

Aprovado em 18 de Julho de 2017.

Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

Orientador – UFC

Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino

Membro Examinador - UFC

Prof. Me. Filipe Xavier Feitosa

Membro Examinador - UFC

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família. Aos meus pais que sempre estiveram presentes em todos os dias com total apoio. Mesmo nos momentos em que não podiam estar presentes fizeram questão de transmitir toda serenidade e confiança que tinham.

Ao meu irmão Anderson que sempre foi referência para o meu crescimento.

À minha namorada Luíza, que foi muito presente no final dessa caminhada transmitindo carinho, confiança e força nos momentos mais complicados.

Ao professor Vitor que, com sua tranquilidade e experiência, me fizeram desenvolver este trabalho com eficácia.

Aos meus colegas de faculdade que estiveram presente todos esses anos e foram responsáveis por muitas alegrias e momentos marcantes.

À todos os professores que se dedicaram ao curso e fizeram possível esse momento.

RESUMO

O trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para calcular os perfis de pressão disponíveis e pressão necessária para operar um poço de produção de petróleo com a vazão desejada no projeto. No trabalho, serão considerados dois componentes básicos no sistema de produção, o reservatório e a coluna de produção. O cálculo da *Inflow Performance Curve* com base nos dados do reservatório relaciona a pressão de fundo e a vazão dos fluidos no meio poroso permitindo estimar o comportamento de um poço. O *Tubing Performance Relationship* correlaciona vários parâmetros para o cálculo do gradiente de pressão na coluna de produção. Com o cálculo da queda de pressão dentro do reservatório que está sendo produzido, determina-se a condição de operação do método de elevação artificial de bombeio por cavidades progressivas. Para isso, foi desenvolvido um programa no *Visual Basic for Applications* (VBA) para automatizar o cálculo das curvas e avaliar o desempenho de uma bomba de cavidade progressiva (BCP) na operação de produção do poço.

Palavras-chave: *Inflow performance curve, tubing performance relationship, VBA, BCP.*

ABSTRACT

The goal of this work is the development of a new computational tool to calculate pressure profile available and the pressure needed to reach the project flow rate. In this work, it will be considered two basic components of the production system, the reservoir and the production column. The Inflow Performance Curve with the reservoir data relate the well-bore flowing pressure with the fluid flow rate in a porous formation to estimate the behavior of the well. The Tubing Performance Relationship relate many parameters to calculate the pressure gradient in the production column. The pressure loss of the producing well will determinate the operating condition of the artificial lift method, the progressing cavity pump. It was developed a program in Visual Basic for Applications to automate the calculation of the curves and to evaluate the performance of the progressive cavity pump in the production operation of the well.

Keywords: Inflow performance curve, tubing performance relationship, Visual Basic for Applications, Progressive Cavity Pump

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	01
1.1 OBJETIVOS	01
1.2 METODOLOGIA	02
2 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP	03
2.1 IPR LINEAR	03
2.2 FLUXO NO RESERVATÓRIO BIFÁSICO	06
2.2.1 Método de Vogel	06
2.2.2 Método de Vogel modificado por Standing	07
3 TUBING PERFORMANCE RELATIONSHIP	10
3.1 GRADIENTE DE PRESSÃO	10
3.1.1 Gradiente de pressão pelo atrito	11
3.1.2 Gradiente de pressão pela elevação	13
3.1.2.1 Holdup Líquido	13
3.1.2.2 Massa específica	13
3.1.2.3 Velocidade	14
3.1.2.4 Viscosidade	15
4 DETERMINAÇÃO DO PERFIL DE PRESSÃO	16
4.1 MÉTODO TEÓRICO DE AZIZ, GOVIER E FOGARASI	16
4.1.1 Cálculo do padrão de escoamento	17
4.2 CÁLCULO DO GRADIENTE NOS PADRÕES DE ESCOAMENTO	18
4.2.1 Cálculo do gradiente no escoamento do tipo bolha	18
4.2.2 Cálculo do gradiente no escoamento do tipo golfada	20
4.2.3 Cálculo do gradiente no escoamento do tipo disperso	21
4.2.4 Cálculo do gradiente no escoamento de transição	23
4.3 CÁLCULO DO GRADIENTE DE PRESSÃO	24

5 BOMBEIO POR CAVIDADE PROGRESSIVA (BCP)	30
5.1 GEOMETRIA.....	31
5.2 VAZÃO	32
6 DESCRIÇÃO DO PROGRAMA	35
6.1 INTERFACE DO PROGRAMA.....	35
7 TESTES DE VALIDAÇÃO	41
8 CONCLUSÃO	48
9 BIBLIOGRAFIA	49
Anexo A	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: IPR linear	05
Figura 2: Influência da alteração da permeabilidade próximo ao poço	05
Figura 3: IPR adimensional de Vogel	07
Figura 4: IPR adimensional de Standing	09
Figura 5: Rugosidade relativa dos materiais	12
Figura 6: Mapa do padrão de escoamento do modelo de Aziz, Govier e Fogarasi	18
Figura 7: Fluxograma para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento bolha	19
Figura 8: Fluxograma para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento golfada	21
Figura 9: Fluxograma para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento disperso	23
Figura 10: Fluxograma do método de cálculo do gradiente de pressão no poço	29
Figura 11: Relação do passo do estator e passo do rotor	30
Figura 12: Geometria do rotor e estator	31
Figura 13: Fluido produzido com a rotação do rotor	32
Figura 14: Dados de vazão e pressão das bombas	34
Figura 15: Página inicial do programa	36
Figura 16: Cálculo da eficiência de fluxo	37
Figura 17: Curvas IPR e TPR e ponto de operação	38
Figura 18: Dados para cálculo do gradiente de pressão no poço e reservatório	39
Figura 19: Gráfico dos gradientes de pressão e lista das bombas	40
Figura 20: Cálculo da curva IPR com dados do exemplo resolvido	41
Figura 21: Curvas com dados do exemplo resolvido e dados calculados pelo programa	41
Figura 22: Dados para construção da curva TPR poço 9	42
Figura 23: Curva TPR do teste do poço 9 e resultado fornecido no artigo	43

Figura 24: Curva TPR do teste do poço 9 com diferentes diâmetros internos	44
Figura 25: Curva TPR do teste do poço 9 com diferentes razões gás óleo	45
Figura 26: Curva TPR do teste do poço 9 com diferentes razões água óleo	46
Figura 27: Dados para construção da curva TPR poço 17	46
Figura 28: Curva TPR do teste do poço 17 e resultado fornecido no artigo	47

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

B_o	Fator volume formação do óleo
d	Diâmetro interno da tubulação (in)
EF	Eficiência
E_k	Termo cinético
f	Fator de atrito
f_o	Fração de óleo
f_w	Fração de água
h	Espessura do reservório (ft)
H_L	<i>Holdup</i> Líquido com condições de escorregamento
IP	Índice de produtividade [STB/(d-psi)]
k	Permeabilidade do reservatório (mD)
M_L	Vazão mássica de líquido (lbm/s)
N	Parâmetro N para o padrão de escoamento de golfada
N_E	Número de Eotvos
N_{Re}	Número de Reynolds
N_{we}	Número de Weber
N_μ	Número de viscosidade
P_b	Pressão de bolha (psia)
P_c	Pressão crítica (psia)
P_R	Pressão do reservatório (psia)
P_{wf}	Pressão de fundo (psia)
q_o	Vazão de óleo (STB/d)
r_e	Raio externo do reservatório (ft)
R_s	Razão de solubilidade (SCF/STB)
r_w	Raio do poço (ft)
s	Fator de película
T	Temperatura do intervalo (°F)
T_C	Temperatura crítica (°F)
Z	Fator de compressibilidade do gás
λ_L	<i>Holdup</i> líquido sem condições de escorregamento

μ	Viscosidade (cP)
ρ	Massa específica (lbm/ft ³)
σ_L	Tensão superficial do líquido (dina/cm)

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda do petróleo nas últimas décadas, ocorreu um processo de depleção de reservas de fácil acesso que requeriam um menor investimento. Consequentemente, as empresas produtoras de petróleo passaram a procurar reservatórios mais complexos e que necessitavam de um maior investimento para produzir. Novas campanhas com o objetivo de aumentar a produção podem ter custos altíssimos, o que aumenta a necessidade de projetos mais complexos e que preveem o comportamento do reservatório e do poço nesse processo.

Diversos modelos foram desenvolvidos para simular esses comportamentos, facilitando o desenvolvimento de projetos, reduzindo riscos na extração do petróleo e otimizando a produção.

O comportamento do reservatório pode ser calculado pela *Inflow Performance Relationship* (IPR), porém a vazão de produção não depende apenas do desempenho do reservatório. Um outro fator muito importante é o desempenho da coluna de produção que pode ser calculado pela *Tubing Performance Relationship* (TPR). O modelo escolhido para ser utilizado foi o modelo proposto por Aziz, Govier e Fogarasi (1972). A construção das curvas de desempenho do reservatório e da coluna de produção permitem analisar a necessidade de algum método de elevação artificial para aumentar a produção.

O método de bombeio por cavidades progressivas (BCP) está se tornando cada vez mais utilizado pela sua boa eficiência em óleos viscosos e seu custo mais baixo se comparado a outros métodos. Esse método tem sido bastante limitado pelo pouco conhecimento teórico e prático. Por isso, serão utilizados dados fornecidos pelos fabricantes destes equipamentos.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho busca implementar um programa de simples utilização e ferramentas de fácil acesso para determinar as curvas de desempenho do reservatório e do poço. Com isso, tornar possível a análise de necessidade da utilização de algum método de elevação artificial, como o método de bombeio por cavidades progressivas, para que se possa atingir a vazão de operação desejada.

1.2 METODOLOGIA

Para atingir os objetivos, será feito um rápido levantamento bibliográfico sobre as curvas IPR e TPR, assim como a demonstração do método de elevação artificial de bombeio por cavidades progressivas e seus equacionamentos.

Com isso, será desenvolvido um programa computacional de fácil utilização para o usuário utilizando o Microsoft Excel e sua linguagem de programação *Visual Basic for Applications* (VBA) para se construir uma interface com o objetivo de facilitar o seu uso.

O programa será escrito com um algoritmo, funções e sub-rotinas para calcular os parâmetros necessários e automatizar todo esse processo de construção das curvas com uma análise simples dos resultados.

2 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP

O desempenho de um reservatório depende diretamente de suas características e da pressão de fluxo. Essas curvas de pressão representam a relação entre a pressão de fundo disponível e a vazão de fluidos no meio poroso. As equações que contém essas relações básicas podem ser denominadas como *Inflow Performance Relationship* (IPR).

O estudo das curvas IPR tem como principal base a Lei de Darcy, representada pela equação:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (1)$$

Onde:

q : vazão volumétrica

k : permeabilidade média dos poros

A : área da seção transversal

μ : viscosidade do fluido

$\frac{dP}{dL}$: variação da pressão com o deslocamento

2.1 IPR LINEAR

O índice de produtividade (IP) de um poço pode ser definido como a capacidade de fluxo do poço. Esse índice pode ser utilizado para estimar a vazão de um poço para diferentes pressões de fluxo (BROWN et al, 1977).

O IP poderá ser utilizado apenas em casos onde a razão entre a vazão e o diferencial de pressão for constante, portanto, esse índice surge apenas no modelo linear de curvas IPR.

A equação de IP é dada por:

$$IP = \frac{q}{P_e + P_{wf}} \quad (2)$$

Para que se possa calcular o IP, é necessário que se conheça a pressão estática (P_e), a pressão no fundo do poço (P_{wf}) e a vazão (q) que o poço está produzindo.

A equação foi rearranjada por Gilbert para traçar a curva IPR linear da seguinte forma:

$$P_{wf} = P_e - \frac{q}{IP} \quad (3)$$

O valor de IP pode ser calculado através da Lei de Darcy. Em um caso simplificado de um reservatório com fluxo radial e regime pseudo permanente, o IP pode ser calculado pela equação:

$$IP = \frac{k \times k_{ro} \times h}{141 \times \mu_o \times B_o \times \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right)} \quad (4)$$

Onde:

k: permeabilidade efetiva, mD

k_{ro} : permeabilidade relativa referente ao óleo

h: espessura da zona de interesse, ft

μ_o : viscosidade do óleo, cP

B_o : fator volume de formação do óleo, bbl/STB

r_e : raio de drenagem do reservatório, ft

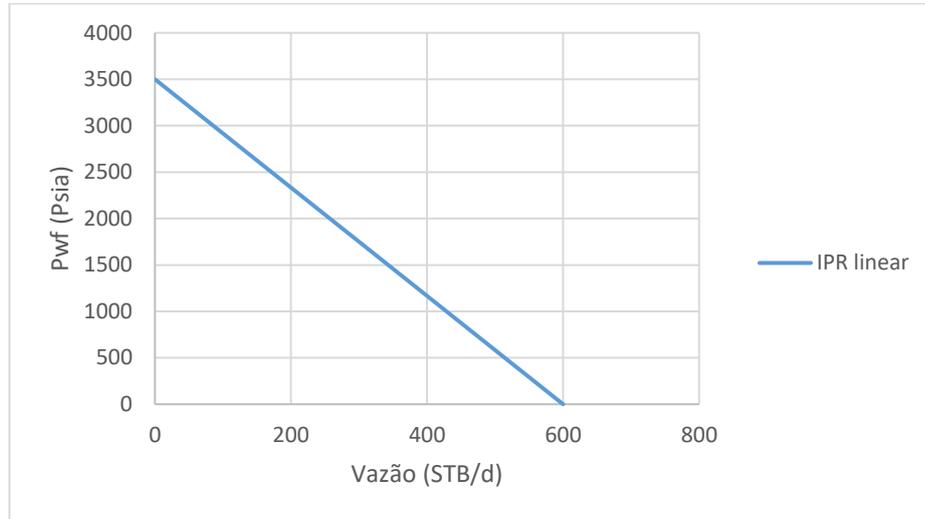
r_w : raio do poço, ft

S: efeito película (Skin)

O desempenho desse reservatório pode ser plotado em um gráfico $P_{wf} \times q_o$ que irá gerar um gráfico com uma reta de coeficiente $-1/IP$. A Figura 1 representa um exemplo de um caso onde não há dano no reservatório ($S = 0$)

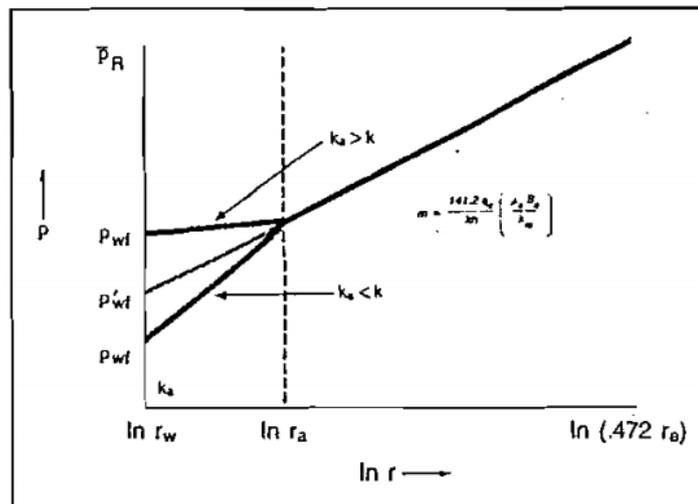
De acordo com a Figura 1, o ponto em que a reta intercepta o eixo horizontal do gráfico, representa a vazão máxima que o poço poderia atingir.

Figura 1 - IPR Linear



A Lei de Darcy assume que a permeabilidade do fluido que está escoando permanece constante ao longo da área drenada do reservatório. Porém, a permeabilidade absoluta pode ser reduzida caso haja algum dano à formação proveniente de processos como perfuração e completação do poço ou pode ser aumentada através da estimulação do poço. Para uma vazão constante, um diferencial de pressão maior seria necessário caso o reservatório tenha sido danificado (skin positivo) e um menor diferencial de pressão caso o reservatório tenha sido estimulado (skin negativo). (BEGGS, 1991)

Figura 2 – Influência da alteração da permeabilidade próximo ao poço



Fonte: BEGGS, 1991

2.2 FLUXO BIFÁSICO NO RESERVATÓRIO

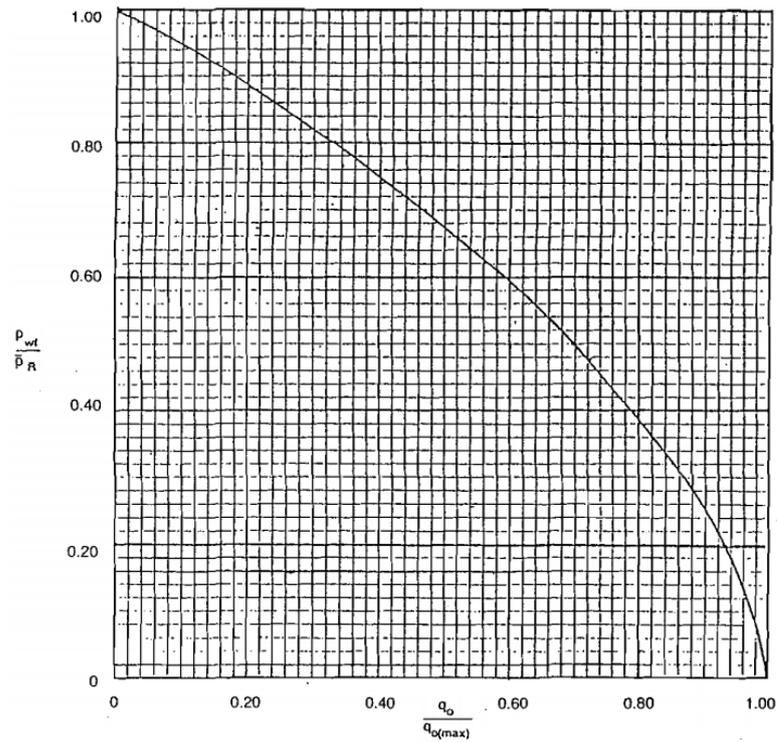
Para a construção da curva IPR linear, foi considerado que o IP permanece constante. Assim, esse método é eficiente para representar reservatórios que se encontram em condições de subsaturação. Porém, reservatórios com o fluxo bifásico não são bem representados por essa curva. O aumento da saturação de gás reduz a permeabilidade relativa do óleo, reduzindo assim a vazão do óleo. Para esse caso, podemos utilizar os métodos que serão apresentados a seguir.

2.2.1 Método Vogel

Em 1967, Vogel utilizou um modelo matemático de um reservatório proposto por Weller para calcular a curva IPR de poços produzindo de reservatórios saturados. Em seu estudo, Vogel utilizou diversos reservatórios com características variadas do óleo, permeabilidade relativa e espaçamento dos poços. Apesar do método ter sido proposto para reservatórios saturados, descobriu-se que poderia ser aplicado em reservatórios que apresentam aumento da saturação de gás com a queda da pressão causada pela produção do petróleo. (BEGGS, 1991)

Após utilizar o método proposto por Weller, Vogel construiu o gráfico IPR como pressão adimensional, definida como pressão no fundo do poço dividida pela pressão média do reservatório (P_{wf} / P_r), por vazão adimensional, definida como a vazão resultante para o valor de P_{wf} dividida pela vazão máxima do reservatório ($q_o / q_{o \max}$). As curvas IPR construídas para todos as condições estudadas foram semelhantes.

Figura 3 – IPR adimensional de Vogel



Fonte: BEGGS, 1991

Após criar o gráfico IPR para os casos em estudo, Vogel chegou à seguinte relação entre o fluxo adimensional e a pressão adimensional.

$$\frac{q_o}{q_o \max} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (5)$$

O método original de Vogel não considerava o efeito do fator de película diferente de zero. Para isso, Standing propôs uma modificação no modelo para utilizar esse fator nos cálculos realizados em poços danificados ou estimulados.

2.2.2 Método de Vogel modificado por Standing

Em seu método original, Vogel não levava em consideração a mudança de permeabilidade absoluta no reservatório. A mudança proposta por Standing ao método expressa a mudança da permeabilidade em termos de Razão de Produtividade (RP) ou Eficiência de Fluxo (FE). Para um reservatório em regime pseudo permanente, esse termo pode ser calculado pela seguinte equação:

$$FE = \frac{\text{diferencial de pressão ideal}}{\text{diferencial de pressão real}} = \frac{P_r - P_{wf}'}{P_r - P_{wf}} = \frac{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S'} \quad (6)$$

Onde:

FE: eficiência de fluxo, adimensional

P_{wf}' : pressão de fluxo caso o efeito película fosse 0, *psi*

P_{wf} : pressão de fluxo, *psi*

Utilizando a equação de eficiência de fluxo de Vogel, pode-se ser obtida a seguinte equação:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}^{FE=1}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}'}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}'}{P_r}\right)^2 \quad (7)$$

Onde:

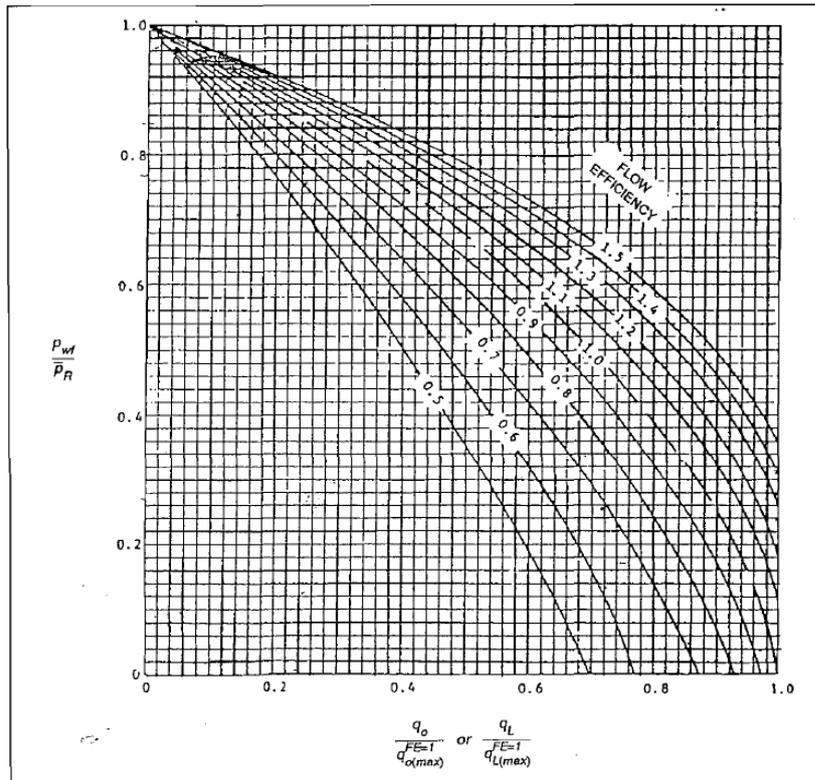
$q_{o \max}^{FE=1}$: vazão máxima que pode ser alcançada com efeito película igual a 1

A relação entre P_{wf} , P_{wf}' e FE pode ser encontrada através da equação:

$$\frac{P_{wf}'}{P_r} = 1 - FE + FE \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \quad (8)$$

Assim como Vogel, Stading construiu um gráfico de curvas IPR adimensional. Em seu gráfico, o eixo vertical foi definido como pressão no fundo do poço dividida pela pressão média do reservatório (P_{wf} / P_r), por vazão adimensional, definida como a vazão resultante para o valor de P_{wf} dividida pela vazão máxima do reservatório caso efeito película fosse zero ($q_o / q_{o \max}^{EF=1}$).

Figura 4 – IPR adimensional de Standing



Fonte: BEGGS, 1991

Com o gráfico IPR adimensional montado, Standing pode chegar a seguinte equação:

$$\frac{q_o}{q_o^{FE=1}} = 1.8 * FE \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) - 0.8 * FE^2 \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right)^2 \quad (9)$$

3 TUBING PERFORMANCE RELATIONSHIP

A curva IPR é extremamente importante para se dimensionar o potencial de produção de um poço, entretanto, essa produção não depende apenas dos fatores encontrados no reservatório. A produção de um poço é resultado da combinação do fluxo fornecido pelo reservatório com os fatores hidráulicos resultantes da coluna de produção.

O *Tubing Performance Relationship* (TPR) correlaciona esses fatores resultantes da coluna de produção, proporcionando o cálculo do perfil da perda de pressão na coluna.

3.1 GRADIENTE DE PRESSÃO

O gradiente de pressão de escoamento dos fluidos depende de três fatores:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevação} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{atrito} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{velocidade} \quad (10)$$

Onde:

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total}$: gradiente de pressão total

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevação}$: gradiente da perda pela elevação do fluido

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{atrito}$: gradiente causado pelo atrito

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{velocidade}$: gradiente causado pela mudança de velocidade no fluido

O gradiente de pressão causado pela elevação será o termo predominante, contribuindo com cerca de 80 a 95% do gradiente de pressão final em um poço produtor de óleo. O componente da mudança de velocidade só terá relevância em casos onde existe uma fase compressível em zonas de baixa pressão, como poços de gás-lift próximos a superfície. (BRILL & MUKHERJEE, 1999)

Em poços produtores de gás, o fluido tem uma densidade muito menor do que em poços produtores de óleo, mas o gás se move à uma velocidade relativamente alta, o que gera uma maior perda de carga resultante do atrito com a tubulação.

Atualmente, não existe um método para avaliar analiticamente ambos, o gradiente de pressão causado pelo *holdup* do líquido e o gradiente causado pelo fator de fricção. Porém algumas correlações empíricas foram desenvolvidas para correlacionar esses dois parâmetros.

3.1.1 Gradiente de pressão pelo atrito

O componente responsável pela perda de pressão causada pelo atrito pode ser calculado a partir da seguinte equação de Darcy-Weisbach:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{atrito}} = 1,294 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{d} \quad (11)$$

Onde :

f: fator de atrito de Moody

ρ : massa específica do fluido, lb/ft³

v: velocidade de escoamento, ft/s

d: diametro interno da tubulação, in

O valor do fator de atrito (f) depende diretamente do tipo de escoamento do fluido em questão. Esse escoamento pode ser classificado como laminar ou turbulento, dependendo do valor do número de Reynolds.

$$N_{re} = \frac{124 \cdot \rho \cdot v \cdot d}{\mu} \quad (12)$$

Onde:

ρ : massa específica do fluido, lb/ft³

v: velocidade de escoamento, ft/s

d: diametro interno da tubulação, in

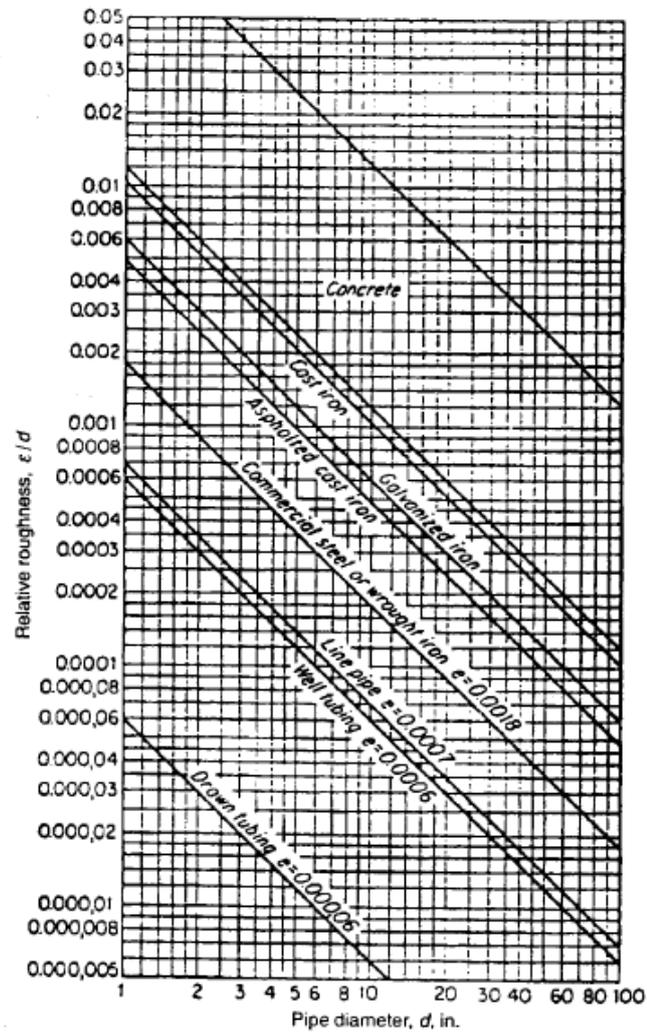
μ : viscosidade do fluido, cP

Para casos onde o número de Reynolds é menor do que 2000, o escoamento pode ser considerado laminar. Nessa condição, o fator de atrito pode ser facilmente calculado.

$$f = \frac{64}{N_{re}} \quad (13)$$

Para os casos onde o regime de escoamento é turbulento, a rugosidade da tubulação terá um efeito significativo no escoamento do fluido. A rugosidade relativa é definida como a razão entre a rugosidade do material e o diâmetro da tubulação $\left(\frac{\epsilon}{d}\right)$.

Figura 5 – Rugosidade relativo dos materiais



Fonte: BRILL e MUKHERJEE (1999)

Esse valor da rugosidade relativa pode ser utilizado no diagrama de Moody para se encontrar o valor do fator de atrito. Existem também diversas correlações para o cálculo do fator de atrito na condição de regime turbulento em tubo com rugosidade. Nesse trabalho será utilizada a correlação de Goudar e Sonnad (2006).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 0,8686 \cdot \ln \left(\frac{0,4587 \cdot N_{re}}{(S - 0,31)^{\frac{S}{S+1}}} \right) \quad (14)$$

Onde o fator S pode ser calculado pela seguinte equação:

$$S = 0,124 \cdot N_{re} \cdot \frac{\epsilon}{d} + \ln(0,4587 \cdot N_{re}) \quad (15)$$

3.1.2 Gradiente de pressão pela elevação

A queda de pressão causada pela elevação do fluido pode ser calculada pela seguinte equação:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elevação}} = \frac{1}{144} \cdot (\rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)) \quad (16)$$

Onde:

ρ_L : massa específica do líquido, lb/ft³

ρ_g : massa específica do gás, lb/ft³

H_L : *holdup* líquido com condições de escorregamento

3.1.2.1 *Holdup* líquido

O *holdup* líquido (H_L) é a fração transversal do tubo que é ocupada pela fase líquida. Analogamente, o *holdup* da fase gasosa é a fração transversal do tubo ocupada pelo gás. O gás, por possuir menor viscosidade e menor densidade do que o líquido, apresentará uma velocidade de escoamento maior do que a da fase líquida e, como consequência, ocupará uma fração muito menor da tubulação. (BRILL & MUKHERJEE, 1999)

O *holdup* líquido sem condições de escorregamento pode ser definido como a razão entre o volume ocupado pela fase em um segmento e o volume total do segmento. Logo, admitindo que essas duas fases estão fluindo com a mesma velocidade, pode-se calcular esse componente com a seguinte equação:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (17)$$

Onde:

q_L : vazão de líquido, ft³/d

q_g : vazão de gás, ft³/d

3.1.2.2 Massa específica

Todas as equações de escoamento exigem o valor da massa específica do fluido. Porém, a densidade de uma mistura líquido-gás que está escoando é muito difícil de se avaliar devido a separação gravitacional e ao escorregamento entre as fases.

A densidade de uma mistura óleo-água deve ser calculada assumindo que não há escorregamento entre as fases.

$$\rho_L = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \quad (18)$$

Onde:

ρ_L : massa específica do líquido, lb/ft³

ρ_o : massa específica do óleo, lb/ft³

f_o : fração de óleo

ρ_w : massa específica da água, lb/ft³

f_w : fração de água

As frações de óleo e água podem ser calculadas respectivamente.

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (19)$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = 1 - f_o \quad (20)$$

Existem três formulações para o cálculo da massa específica, sendo necessário o conhecimento do *holdup* líquido. A primeira, a mais utilizada para determinar o gradiente de pressão devido a elevação, é a massa específica com efeitos de escorregamento (ρ_m).

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \quad (21)$$

A segunda é utilizada em algumas correlações que assumem que não há escorregamento entre as fases (ρ_{ns}).

$$\rho_{ns} = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot \lambda_g \quad (22)$$

A terceira é a massa específica utilizada no cálculo do termo cinético (ρ_k).

$$\rho_{ns} = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \cdot \lambda_g^2}{H_g} \quad (23)$$

3.1.2.3 Velocidade

Muitas correlações para escoamentos multifásicos são baseadas na velocidade superficial dos fluidos. Essa velocidade superficial é a velocidade que a fase apresentaria se estivesse fluindo por toda a seção transversal do tubo.

A velocidade superficial do gás pode ser calculada como:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (24)$$

A velocidade superficial do líquido pode ser calculada como:

$$v_{sl} = \frac{q_L}{A} \quad (25)$$

A soma das duas velocidades será igual à velocidade da mistura.

$$v_m = v_{sg} + v_{sl} \quad (26)$$

Como foi citado anteriormente, o gás e a fase líquida irão escoar com velocidades diferentes. Alguns estudiosos preferem avaliar essa diferença determinando a velocidade de escorregamento das fases (v_s) que pode ser calculada com a seguinte fórmula:

$$v_s = v_g + v_l \quad (27)$$

$$v_l = \frac{v_{sl}}{H_L} \quad (28)$$

$$v_g = \frac{v_{sg}}{H_g} = \frac{v_{sg}}{1 - H_L} \quad (29)$$

3.1.2.4 Viscosidade

A viscosidade é usada para determinar o número de Reynolds e alguns parâmetros adimensionais utilizados em algumas correlações. As equações abaixo são, respectivamente, para calcular a viscosidade considerando o escorregamento das fases (μ_s) e viscosidade sem escorregamento (μ_{ns}).

$$\mu_s = \mu_L \cdot H_L + \mu_g \cdot H_g \quad (30)$$

$$\mu_{ns} = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_g \cdot \lambda_g \quad (31)$$

Onde a viscosidade do líquido (μ_L) é:

$$\mu_L = \mu_o \cdot f_o + \mu_w \cdot f_w \quad (32)$$

4 DETERMINAÇÃO DO PERFIL DE PRESSÃO

Existem diversas correlações para calcular o gradiente de pressão em escoamentos multifásicos. Segundo Brill e Mukherjee (1999), existem três categorias básicas de correlações para calcular o gradiente.

A primeira categoria assume que os dois fluidos não apresentam escorregamento entre as fases, ou seja, eles se deslocam com a mesma velocidade. O padrão de escoamento também não é considerado nos cálculos. Além disso, a densidade da mistura é calculada com base nos dados da razão de produção de líquido e gás. Como exemplo de correlações presentes nessa primeira categoria, pode-se citar: Poettmann e Carpenter, Baxendell e Thomas, Fancher e Brown.

A segunda categoria considera os efeitos do escorregamento, mas assim como a primeira categoria, não consideram os padrões de escoamento. Como exemplo, pode-se citar as seguintes correlações: Hagedorn and Brown, Gray, Asheim.

A terceira categoria considera em seus cálculos o escorregamento entre as fases e o padrão de escoamento do fluido. Como exemplo, pode-se citar as correlações de Duns e Ros, Aziz et al, Beggs e Brill, Mukherjee e Brill.

Neste trabalho, o método que será utilizado será o método teórico de Aziz, Govier e Fogarasi (1972).

4.1 MÉTODO TEÓRICO DE AZIZ, GOVIER E FOGARASI

Em um artigo publicado em 1972, Khalid Aziz, George W. Govier e Maria Fogarasi propuseram um modelo para o cálculo do gradiente de pressão baseado em cálculos que incluem a predição do tipo de escoamento considerando um mapa de padrão de escoamento simplificado. Todos os outros parâmetros envolvidos nos cálculos, como densidade da mistura, fator de fricção e o gradiente de pressão irão depender do tipo de escoamento calculado.

O gradiente de pressão no método de Aziz, Govier e Fogarasi pode ser calculado pela seguinte equação:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \frac{\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elevação}} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{atrito}}}{1 - E_k} \quad (33)$$

Onde E_k é o termo cinético que só será significativo no escoamento disperso.

4.1.1 Cálculo do padrão de escoamento

No método de Aziz et al, o padrão de escoamento foi correlacionado por números adimensionais que dependem diretamente das velocidades superficiais do líquido e do gás e, com isso, foi construído um mapa que apresenta as condições limites onde há mudança do tipo de escoamento. As coordenadas N_x e N_y são calculadas pelas seguintes fórmulas:

$$N_x = v_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_g}{0,0764} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\left(\frac{72}{\sigma_l} \right) \cdot \left(\frac{\rho_l}{62,4} \right) \right)^{\frac{1}{4}} \quad (34)$$

$$N_y = v_{sl} \cdot \left(\left(\frac{72}{\sigma_l} \right) \cdot \left(\frac{\rho_l}{62,4} \right) \right)^{\frac{1}{4}} \quad (35)$$

Onde:

v_{sg} : velocidade superficial do gás, ft/s

v_{sl} : velocidade superficial do líquido, ft/s

ρ_g : densidade do gás, lb/ft³

ρ_l : densidade do líquido, lb/ft³

σ_l : tensão superficial, dina/cm

O limite entre o escoamento bolha e golfada é:

$$N_x = 0,51 \cdot (100 \cdot N_y)^{0,172} \quad (36)$$

O limite entre o escoamento golfada e transição é:

$$N_x = 8,6 + 3,8 \cdot N_y \quad e \quad N_y \leq 4 \quad (37)$$

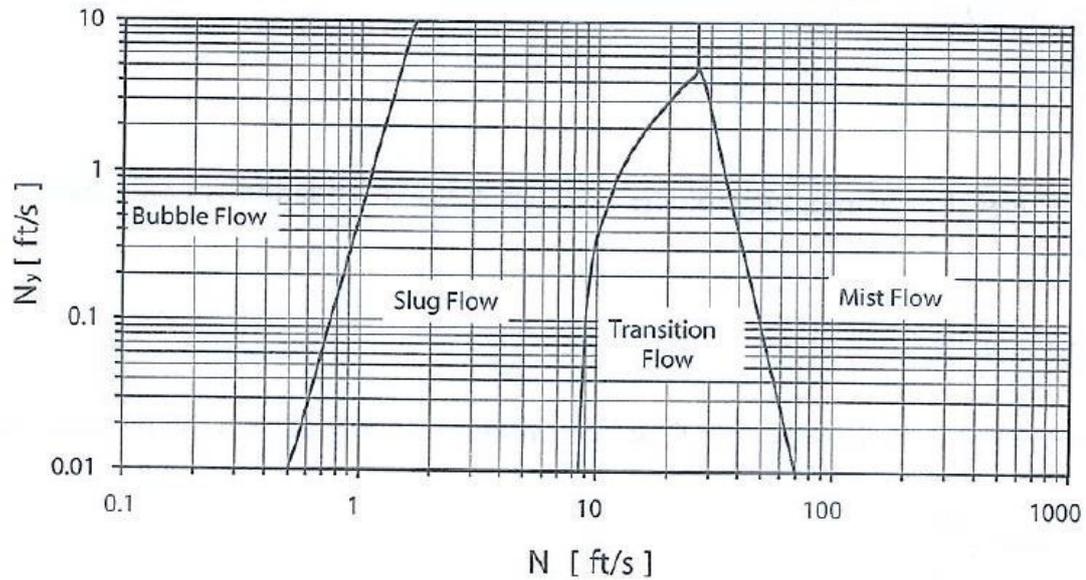
O limite entre o escoamento transição e disperso é:

$$N_x = 70 \cdot (100 \cdot N_y)^{-0,152} \quad e \quad N_y \leq 4 \quad (38)$$

O limite entre o escoamento golfada e disperso é:

$$N_x = 26 \quad e \quad N_y \leq 4 \quad (39)$$

Figura 6 – Mapa do padrão de escoamento do modelo de Aziz, Govier e Fogarasi



Fonte: TAKACS (2005)

Após o cálculo dos parâmetros N_x e N_y , pode-se encontrar o ponto no mapa de escoamento e assim, determinar o tipo em questão.

4.2 CÁLCULO DO GRADIENTE NOS PADRÕES DE ESCOAMENTO

4.2.1 Cálculo do gradiente no escoamento do tipo bolha

O gradiente de pressão no escoamento do tipo bolha será a soma das parcelas de atrito e elevação, considerando que a parcela da aceleração é desprezível.

O termo do gradiente de pressão causado pela elevação pode ser calculado através da equação 16 que foi descrita anteriormente.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elevação}} = \frac{1}{144} \cdot (\rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)) \quad (16)$$

Onde o *holdup* líquido pode ser calculado pela seguinte fórmula:

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{v_g} \quad (40)$$

A velocidade da fase gasosa (v_g) pode ser calculada através da fórmula de Zuber-Findlay.

$$v_g = 1,2 \cdot v_m + v_b \quad (41)$$

Sabendo que a velocidade da mistura pode ser calculada pela equação 26, a velocidade de bolha (v_b) pode ser calculada através da seguinte equação:

$$v_b = 0,728 \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma_L \cdot (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2}} \quad (42)$$

Onde:

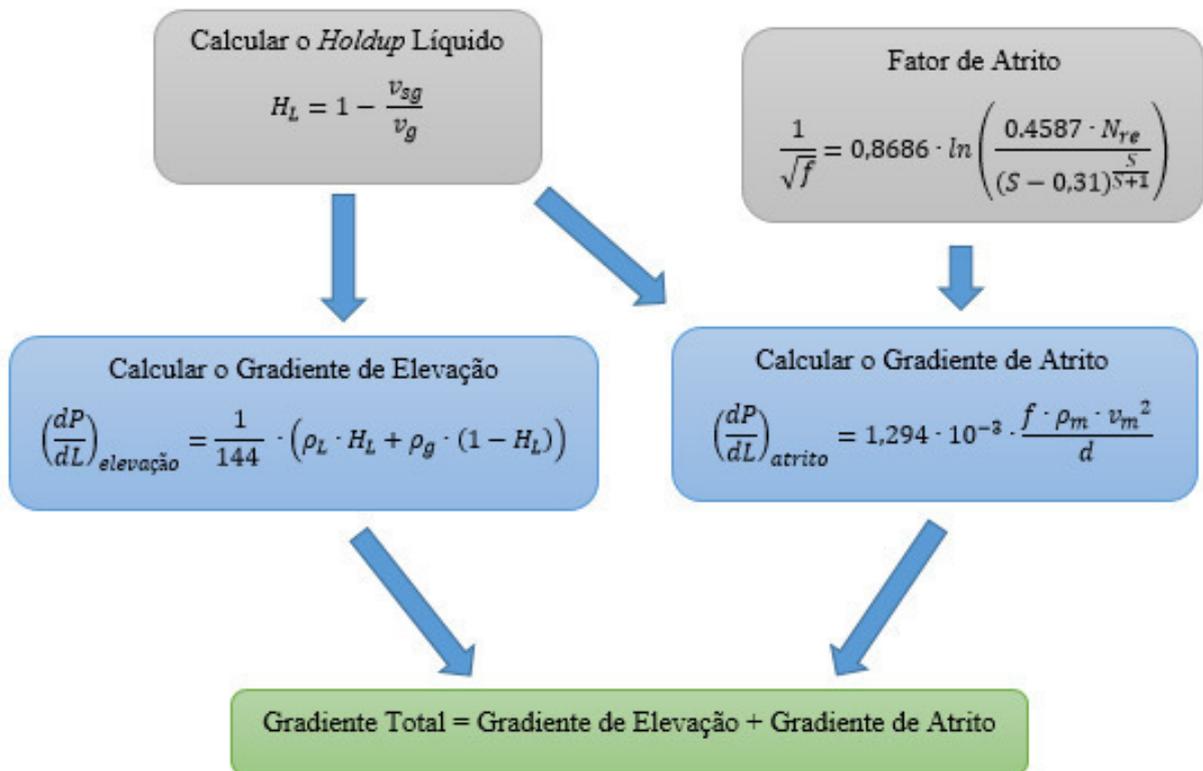
σ_L : tensão superficial do líquido, Dina/cm

O termo do gradiente de pressão causado pelo atrito pode ser calculado:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{atrito}} = 1,294 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{d} \quad (43)$$

Onde o fator de atrito (f) pode ser calculado pela equação 14 que é correlação de Goudar e Sonnad. Na correlação é utilizado a número de Reynolds que deve ser calculado utilizando a massa específica do líquido (ρ_L), a velocidade da mistura (v_m) e a viscosidade do líquido (μ_L).

Figura 7– Fluxograma para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento bolha.



4.2.2 Cálculo do gradiente no escoamento do tipo golfada

O gradiente de pressão no escoamento do tipo golfada, assim com o do tipo bolha, é a soma das parcelas de atrito e elevação. O termo do gradiente de pressão causado pela elevação é muito semelhante ao escoamento do tipo bolha, diferindo apenas na equação terminal da velocidade de surgimento de bolha.

$$v_b = 1,637 \cdot C \cdot \sqrt{\frac{d \cdot (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L}} \quad (44)$$

O fator C da equação acima pode ser calculado pela seguinte fórmula:

$$C = 0,345 \cdot (1 - \exp(0,029 \cdot N)) \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{3,37 - N_E}{m}\right)\right) \quad (45)$$

Onde:

N: número de viscosidade

N_E : número de Eotvos

O número de viscosidade e o número de Eotvos podem ser calculados respectivamente da seguinte maneira:

$$N_E = 101,4 \cdot \frac{d^2 \cdot (\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L} \quad (46)$$

$$N = 203 \cdot \frac{\sqrt{d^3 \cdot \rho_L \cdot (\rho_L - \rho_g)}}{\mu_L} \quad (47)$$

O fator m pode ser encontrado utilizando a tabela abaixo.

Tabela 1 – Tabela para o fator m

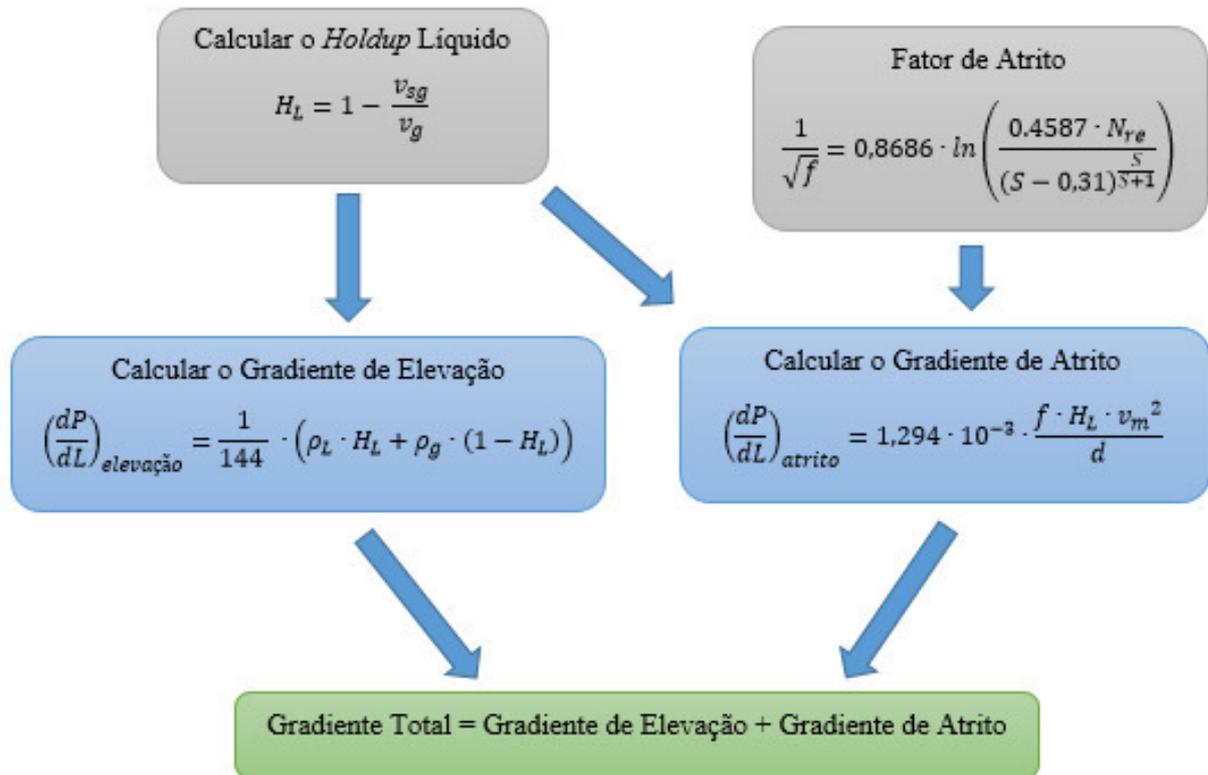
N	≤ 18	$18 < N < 250$	≥ 250
M	25	$69 \cdot N^{-0,35}$	10

Fonte: TAKACS (2005)

O termo do gradiente de pressão causado pela atrito é calculado pela equação:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{atrito} = 1,294 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{f \cdot H_L \cdot v_m^2}{d} \quad (48)$$

Figura 8– Fluxograma para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento golphada.



4.2.3 Cálculo do gradiente no escoamento do tipo disperso

Segundo Beggs (1991), o modelo de Duns e Ros pode ser utilizado para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento disperso.

Nesse método o termo do gradiente de pressão referente a elevação é calculado considerando a massa específica da mistura do escoamento sem condições de escorregamento (ρ_{ns}).

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevação} = \frac{1}{144} \cdot (\rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot \lambda_g) \quad (49)$$

O componente referente ao atrito é calculado pela seguinte equação:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{atrito} = 1,294 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{f \cdot \rho_g \cdot v_{sg}^2}{d} \quad (50)$$

Para se calcular o fator de atrito no método do escoamento disperso é necessário calcular o número de Reynolds utilizando a massa específica do gás (ρ_g), a velocidade superficial do gás (v_{sg}) e a viscosidade do gás (μ_g). É necessário também calcular duas variáveis adimensionais, o número de Weber (N_{we}) e o número da viscosidade (N_μ).

$$N_{Re} = 124 \cdot \frac{\rho_g \cdot v_{sg} \cdot d}{\mu_g} \quad (51)$$

$$N_{we} = 124 \cdot \frac{\rho_g \cdot v_{sg}^2 \cdot \varepsilon}{\sigma_L} \quad (52)$$

$$N_{\mu} = 124 \cdot \frac{\mu_L^2}{\rho_L \cdot \sigma_L \cdot \varepsilon} \quad (53)$$

Com o cálculo do número de Reynolds, número de Weber e o número da viscosidade, pode-se calcular a rugosidade relativa das ondas de líquido (k) que substitui a rugosidade relativa geralmente utilizada nas equações do fator de atrito.

$$k = \frac{0,0749 \cdot \sigma_L}{\rho_g \cdot v_{sg}^2 \cdot d} \quad \text{para } N_{we} \cdot N_{\mu} \leq 0,005 \quad (54)$$

$$k = \frac{0,3731 \cdot \sigma_L}{\rho_g \cdot v_{sg}^2 \cdot d} \cdot (N_{we} \cdot N_{\mu})^{0,302} \quad \text{para } N_{we} \cdot N_{\mu} > 0,005 \quad (55)$$

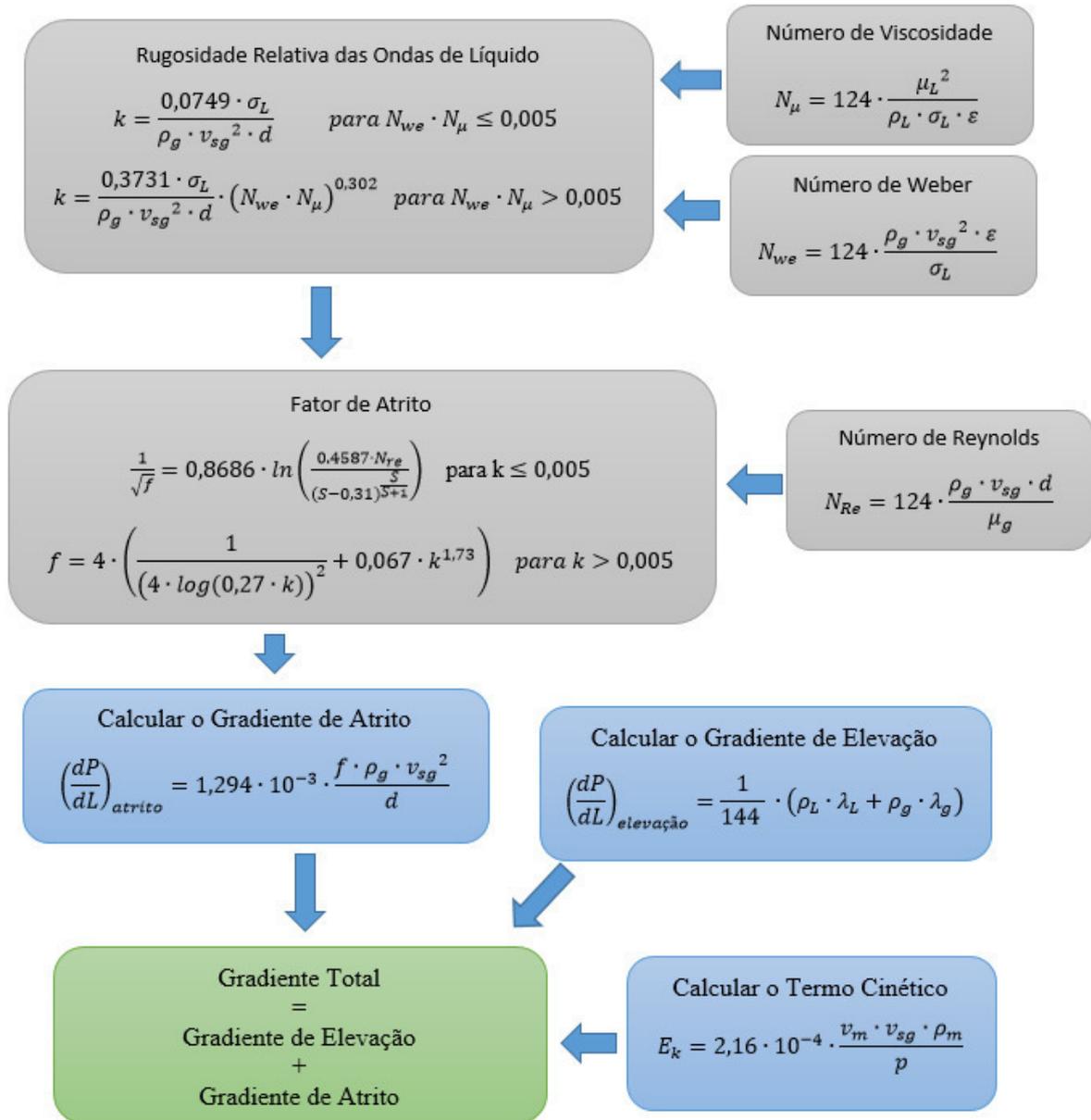
Caso a rugosidade relativa das ondas de líquido seja maior que 0,05, a equação de Goudar-Sonnad para o fator de atrito que estava sendo utilizada deverá ser substituída pela equação abaixo:

$$f = 4 \cdot \left(\frac{1}{(4 \cdot \log(0,27 \cdot k))^2} + 0,067 \cdot k^{1,73} \right) \quad (56)$$

No escoamento disperso, diferentemente dos escoamentos anteriores, o termo cinético (E_k) será importante e pode ser calculado pela equação proposta por Beggs e Brill.

$$E_k = 2,16 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{v_m \cdot v_{sg} \cdot \rho_m}{p} \quad (57)$$

Figura 9– Fluxograma para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento disperso.



4.2.4 Cálculo do gradiente no escoamento de transição

De acordo com o mapa dos limites de divisão entre os tipos de escoamentos proposto no modelo de Aziz, o gradiente de pressão do escoamento de transição pode ser calculado pelas seguintes fórmulas:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right) = B \cdot \left(\frac{dP}{dL} \right)_{golpada} + (1 + B) \cdot \left(\frac{dP}{dL} \right)_{disperso} \quad (58)$$

$$B = \frac{70 \cdot (100 \cdot N_y)^{-0,152} - N_x}{70 \cdot (100 \cdot N_y)^{-0,152} - (8,6 + 3,8 \cdot N_y)} \quad (59)$$

4.3 CÁLCULO DO GRADIENTE DE PRESSÃO

O cálculo do perfil do gradiente de pressão tenta aproximar o valor calculado para tentar minimizar o erro. O procedimento utilizado para reduzir o erro dos cálculos é encontrar o gradiente de pressão para pequenos intervalos de comprimento.

O cálculo da curva TPR consiste no cálculo do gradiente de pressão no pequeno intervalo de comprimento selecionado. O cálculo do gradiente no próximo intervalo utiliza o resultado obtido no intervalo anterior e assim sucessivamente até atingir o comprimento total da coluna de produção, tendo como resultado o gradiente total da coluna.

Aziz, Govier e Fogarasi (1972) publicaram um artigo onde apresentaram seu método mecânico. No mesmo artigo, os autores descreveram o processo para o cálculo do gradiente de pressão na coluna, a curva TPR, dividindo-o em alguns passos.

Começando pela cabeça do poço, onde a pressão (P_H), a temperatura (T_H) e a profundidade (Z_H) são conhecidas.

1. Assumir o intervalo ΔZ igual a um décimo do comprimento total da coluna.
2. Assumir como estimativa para o gradiente de pressão no intervalo de comprimento calculado ΔP igual a 100 psi.
3. A pressão e temperatura do intervalo que será calculada a queda de pressão serão a pressão e temperatura do ponto médio do intervalo, assim:

$$Z = Z_H + 0,5 \cdot \Delta Z \quad (60)$$

$$P = P_H + 0,5 \cdot \Delta P \quad (61)$$

$$T = T_H + \frac{(T_F - T_H) \cdot Z}{Z_T} \quad (62)$$

Onde:

Z_H : profundidade da cabeça do poço, ft

P_H : pressão da cabeça do poço, psi

T_H : temperatura da cabeça do poço, °F

T_F : temperatura no fundo do poço, °F

Z_T : profundidade total do poço, ft

4. Após calcular a pressão e a temperatura no ponto médio do intervalo em questão, os valores serão utilizados nos cálculos de algumas propriedades dos fluidos. A primeira propriedade a ser calculada é a razão de solubilidade (R_s) pela equação de Standing. Após o

cálculo da razão de solubilidade, pode-se calcular o fator volume formação do óleo (B_o) pela correlação de Standing e o fator de compressibilidade (Z) pela e correlação de Papay.

$$R_s = \gamma_g \cdot \left(\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) \cdot 10^{0,0125 \cdot API - 0,00091 \cdot T} \right)^{1,2048} \quad (63)$$

$$B_o = 0,9759 + 0,00012 \cdot \left(R_s \cdot \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 \cdot T \right)^{1,2} \quad (64)$$

$$Z = 1 - \left(\frac{3,53 \cdot P_{pr}}{10^{0,9813 \cdot T_{pr}}} \right) + \left(\frac{0,274 \cdot P_{pr}^2}{10^{0,8157 \cdot T_{pr}}} \right) \quad (65)$$

No fator de compressibilidade, a pressão reduzida e a temperatura reduzida podem ser calculadas pelas seguintes equações:

$$T_{pr} = \frac{(T + 460)}{T_c} \quad (66)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_c} \quad (67)$$

Onde a temperatura crítica (T_c) e a pressão crítica (P_c) podem ser calculadas pela correlação de Brown.

Correlação para densidade relativa do gás $\leq 0,75$:

$$T_c = 168 + 325 \cdot \gamma_g - 12,5 \cdot \gamma_g^2 \quad (68)$$

$$P_c = 677 + 15 \cdot \gamma_g - 37,5 \cdot \gamma_g^2 \quad (69)$$

Correlação para densidade relativa do gás $> 0,75$:

$$T_c = 706 - 51,7 \cdot \gamma_g - 11,1 \cdot \gamma_g^2 \quad (70)$$

$$P_c = 187 + 330 \cdot \gamma_g - 71,5 \cdot \gamma_g^2 \quad (71)$$

5. O próximo passo é calcular a vazão mássica do líquido (M_L) e a vazão mássica do gás (M_g), calcular a vazão volumétrica do líquido (Q_L) e a vazão volumétrica do gás (Q_g). Com os valores das vazões, é possível calcular a densidade do líquido (ρ_L) e a densidade do gás (ρ_g).

$$M_L = 4,05 \cdot 10^{-3} \cdot (\gamma_g + \gamma_w \cdot WOR) + 8,85 \cdot 10^{-7} \cdot \gamma_g \cdot R_S \quad (72)$$

$$M_g = 8,85 \cdot 10^{-7} \cdot \gamma_g \cdot Q_o \cdot (GOR - R_S) \quad (73)$$

$$Q_L = 6,49 \cdot 10^{-5} \cdot Q_o \cdot (B_o + WOR) \quad (74)$$

$$Q_g = 3,27 \cdot 10^{-7} \cdot Z \cdot Q_o \cdot (GOR - R_S) \cdot \left(\frac{T + 460}{P} \right) \quad (75)$$

$$\rho_L = \frac{M_L}{Q_L} \quad (76)$$

$$\rho_g = \frac{M_g}{Q_g} \quad (77)$$

6. O próximo fator a ser calculado é a viscosidade do óleo e a viscosidade do gás. Para se calcular a viscosidade do óleo foi utilizada a equação de Chew e Connally para o óleo saturado (μ_{ob}) e Vasquez e Beggs para o óleo subsaturado (μ_o). Para o cálculo da viscosidade do gás foi utilizada a correlação de Lee et al.

Para se calcular a viscosidade do óleo caso a pressão seja abaixo do ponto de bolha:

$$A = 10^{3,0324 - 0,02023 \cdot API} \quad (78)$$

$$\mu_{od} = 10^{A \cdot T^{-1,163}} - 1 \quad (79)$$

$$a = R_S \cdot (2,2 \cdot 10^{-7} \cdot R_S - 7,4 \cdot 10^{-4}) \quad (80)$$

$$b = 0,68 \cdot 10^c + 0,25 \cdot 10^d + 0,062 \cdot 10^e \quad (81)$$

$$c = -8,62 \cdot 10^{-5} \cdot R_S \quad (82)$$

$$d = -1,1 \cdot 10^{-3} \cdot R_S \quad (83)$$

$$e = -3,74 \cdot 10^{-3} \cdot R_S \quad (84)$$

$$\mu_{ob} = 10^a \cdot \mu_{od}^b \quad (85)$$

Para o caso do óleo subsaturado, temos que:

$$m = 2,6 \cdot P^{1,187} \cdot \exp(-11,513 - 8,95 \cdot 10^{-5} \cdot P) \quad (86)$$

$$\mu_o = \mu_{ob} \cdot \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (87)$$

Por sua vez, o cálculo da viscosidade do gás, deve-se utilizar a seguinte equação:

$$\mu_g = K_1 \cdot \exp\left(X \cdot (0,0160184634 \cdot \rho_g)^Y\right) \quad (88)$$

$$M_g = 28,967 \cdot \gamma_g \quad (89)$$

$$K_1 = \frac{(0,00094 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot M_g) \cdot T^{1,5}}{(209 + 19 \cdot M_g + T + 460)} \quad (90)$$

$$X = 3,5 + \left(\frac{986}{T + 460}\right) + 0,01 \cdot M_g \quad (91)$$

$$Y = 2,4 - 0,2 \cdot X \quad (92)$$

7. Determinar o tipo de escoamento do fluido de acordo com o mapa de escoamento da Figura 5. Utilizando as equações 34 e 35, pode-se calcular os parâmetros N_x e N_y para se identificar qual o tipo de escoamento do fluido nas condições em questão com o auxílio do mapa.

8. Determinar o *holdup* líquido utilizando as equações do padrão de escoamento que foi calculado.

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{v_g} \quad (92)$$

Onde a velocidade superficial do gás pode ser calculada pela equação 24 e a velocidade do gás pelas equações 41 e 42.

9. Calcular a densidade da mistura e a fração de óleo e gás da mistura.

10. Calcular o termo do gradiente de pressão referente ao atrito.

11. Calcular o termo do gradiente de pressão referente a elevação.

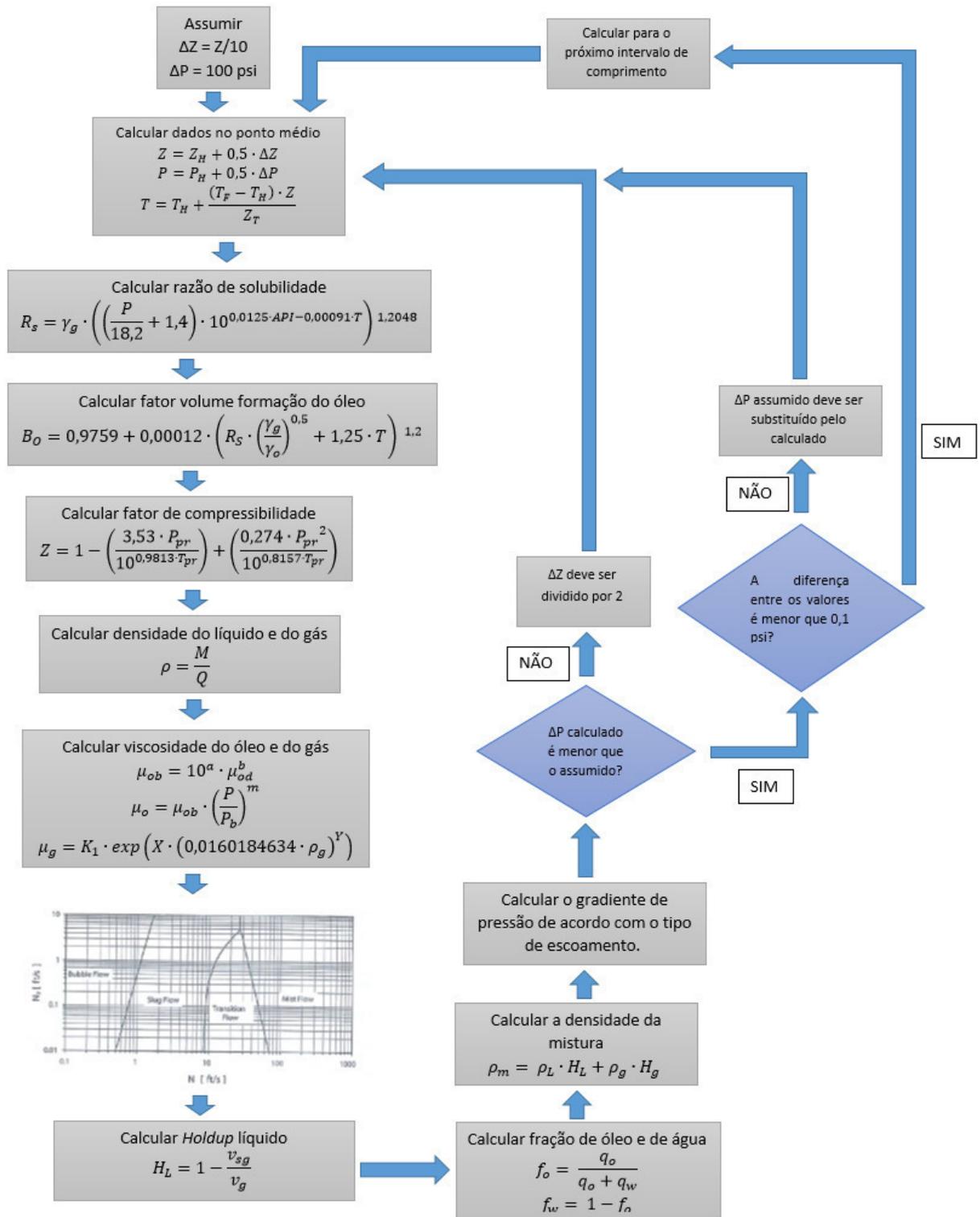
12. Após calcular os termos do gradiente de pressão do atrito e da elevação, deve-se somar os dois termos para encontrar o gradiente total do intervalo.

13. Por fim, o gradiente de pressão calculado é comparado com o ΔP assumido no início. Se o gradiente calculado for menor do que 100 psi e a diferença entre o valor calculado e assumido for menor do que 0,1 psi, o programa poderá seguir para o próximo intervalo. Se essa diferença for maior do que 0,1 psi, o valor do ΔP assumido deve ser substituído pelo valor calculado e os passos 1 ao 12 devem ser repetidos. Caso o valor do gradiente calculado for maior do que 100 psi, o intervalo de comprimento deve ser dividido por 2 e os passos 1 ao 12 devem ser repetidos.

14. Caso o cálculo do gradiente atenda ao requisito para passar para o próximo passo, o valor calculado é adicionado à planilha para construção do gráfico.

15. Os passos 1 ao 14 são repetidos até que o programa calcule o gradiente total da coluna.

Figura 10– Fluxograma do método de cálculo do gradiente de pressão no poço

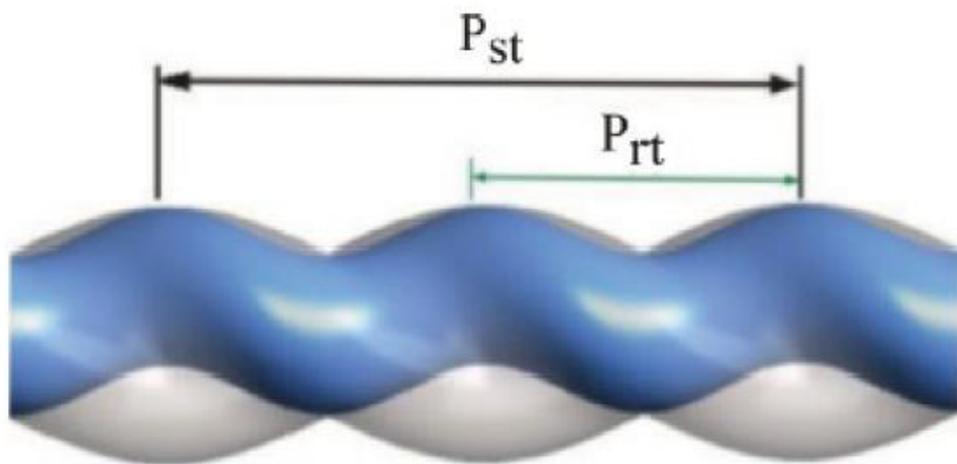


5 BOMBEIO POR CAVIDADE PROGRESSIVA (BCP)

O bombeio por cavidade progressiva consiste em um método de elevação artificial que utiliza uma bomba de deslocamento positivo.

A bomba de cavidade progressiva é constituída por dois componentes principais, estator helicoidal composto de aço e revestido internamente por um elastômero resiliente com N passos e dentro do estator fica acoplado o rotor composto de aço de alta resistência com $N-1$ passos, sendo cada passo do rotor (P_{rt}) igual à metade do passo do estator (P_{st}).

Figura 11– Relação do passo do estator e passo do rotor.



Fonte: Almeida (2010).

Esse modelo de bomba foi inventado em 1920 pelo francês Rene Moineau, inicialmente com o objetivo de bombear fluidos em geral. Somente em meados da década de 60 esse modelo foi testado na elevação de petróleo. Porém, seu uso só foi possível na década de 70 após realizar algumas adaptações nos materiais utilizados.

Uma das importantes modificações foi a mudança da borracha natural pelo elastômero que possui maior capacidade de deformação elástica, possibilitando a utilização do BCP em situações de maior temperatura e pressão.

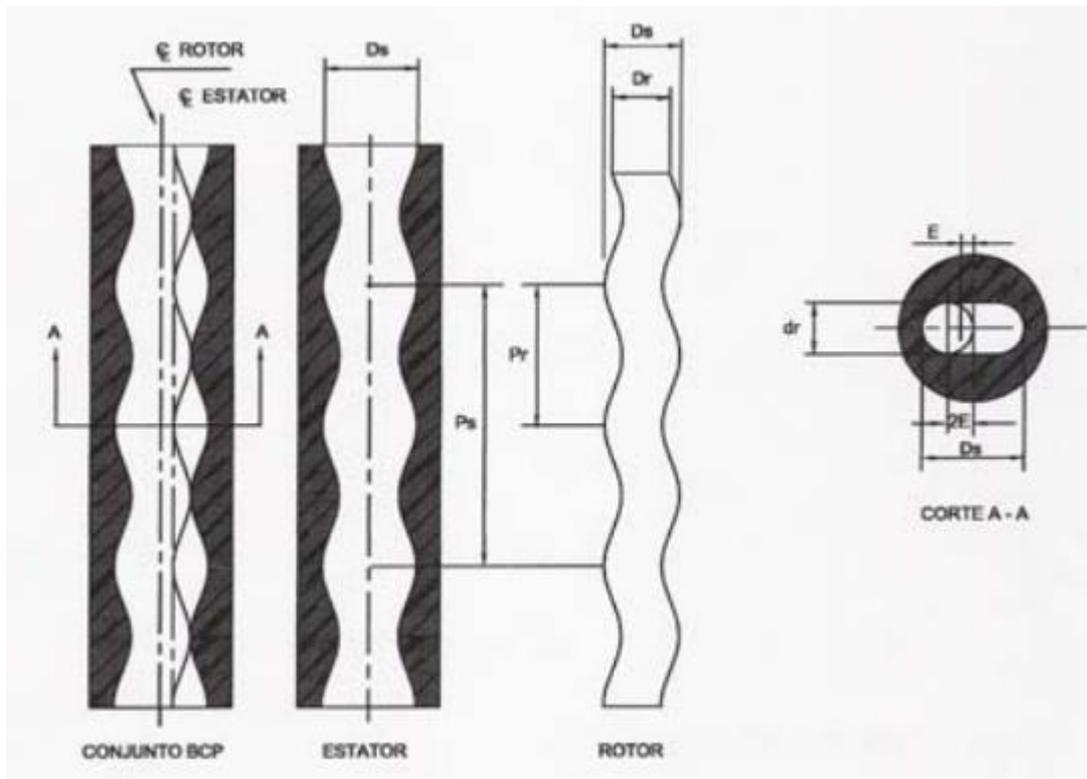
O sistema de bombeio por cavidades progressivas é indicado na extração de óleos muito viscosos e com altos teores de areia, sendo mais eficiente do que bombeamento rotodinâmico além de um custo inicial menor. Segundo Guo (2007), esse tipo de elevação ainda possui um bom desempenho movimentando um grande volume de água, além de reduzir custos operacionais com o maior desempenho energético. Porém, uma desvantagem citada pelo autor é a vida útil curta do sistema, de 2 à 5 anos.

5.1 GEOMETRIA

A geometria das bombas é definida por dois parâmetros, o primeiro é o número de passos do rotor e o segundo é o número de passos do estator. Por exemplo, a geometria de um rotor helicoidal simples e um estator helicoidal duplo pode ser descrita como “bomba 1-2”. (CHOLET, 2008)

Para o cálculo de uma bomba de cavidade progressiva, é necessário conhecer alguns parâmetros como o menor diâmetro do rotor (d_r), maior diâmetro do rotor (D_r), excentricidade (E), o maior diâmetro do estator (D_s), além dos passos do rotor e estator.

Figura 12– Geometria do rotor e estator



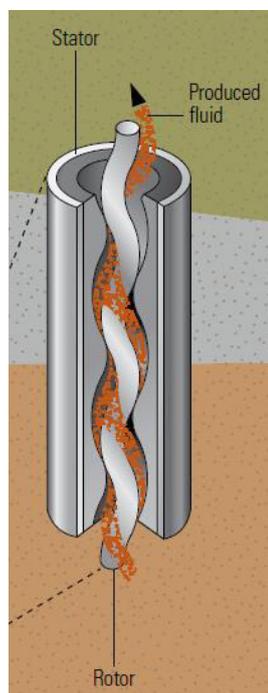
Fonte: Vidal (2005).

A vazão da bomba é proporcional à velocidade de rotação. Para vazões de produção maiores, uma bomba com tamanho maior pode ser selecionada para evitar elevadas rotações. Porém, o número de estágios não interfere na vazão do fluido.

5.2 VAZÃO

Acoplado o rotor ao estator, forma-se uma série de cavidades onde irá se alojar o fluido que será produzido. As cavidades são isoladas umas das outras por linhas de interferência. Ao movimentar o rotor dentro do estator, as cavidades se movimentam axialmente fazendo com que o fluido se movimente entre as cavidades, promovendo o bombeio. O design da bomba é muito importante para que seja possível calcular a velocidade de rotação da bomba para atingir a vazão do fluido desejada

Figura 13– Fluido produzido com a rotação do rotor



Fonte: Schlumberger

Devido a pressão do fluido dentro das cavidades, pode haver o escorregamento do fluido entre o metal do rotor e o elastômero do estator. Esse escorregamento irá reduzir a vazão teórica da bomba. Bombas maiores tendem a ter um maior escorregamento, porém ele não irá alterar com o aumento da velocidade de rotação.

Os dados de vazão teórica das bombas são geralmente fornecidos pelos fabricantes em seus catálogos. Nesse trabalho, será utilizado o catálogo da Halliburton para bombas de cavidade progressiva. No catálogo, são fornecidos diversos modelos de bombas com os dados da vazão teórica na velocidade de rotação de 100 RPM. Com isso, é possível calcular a rotação da bomba necessária para a vazão desejada no projeto do poço.

$$\eta = \frac{q_{tl}}{Q_t} \quad (93)$$

Onde:

η : velocidade de rotação da bomba, RPM

q_{tl} : vazão do projeto do poço, STB/d

Q_t : vazão fornecida pelo fabricante a 100 RPM, STB/d/100RPM

Figura 14– Dados de vazão e pressão das bombas

HALLIBURTON**PCP Specifications Single Lobe Pumps 1:2**

HAL Model ISO	Displacement Rate at 100 rpm at Zero Head		Pump Pressure Rating		Lifting Capacity		Stator Connection (in.)	Pump Rotor Length (in.)
	(m ³ /d)	(b/d)	(Bar)	(psi)	(m of H ₂ O)	(ft of H ₂ O)		
0.2-HAL-1500	0.2	1	150	2,200	1,500	5,000	1.66-in. NU	73
0.2-HAL-2000	0.2	1	200	2,940	2,000	6,800	1.66-in. NU	86
1.1-HAL-1500	1.1	7	150	2,200	1,500	5,000	1.66-in. NU	130
1.1-HAL-2000	1.1	7	200	2,940	2,000	6,800	1.66-in. NU	163
003-HAL-1500	3.2	20	150	2,200	1,500	5,000	2¾-in. EUE	135
003-HAL-2000	3.2	20	200	2,940	2,000	6,800	2¾-in. EUE	168
004-HAL-1650	4	25	165	2,425	1,650	5,300	2¾-in. EUE	167
004-HAL-2000	4	25	200	2,940	2,000	6,800	2¾-in. EUE	214
004-HAL-2400	4	25	240	3,500	2,400	8,000	2¾-in. EUE	249
010-HAL-1650	10	63	165	2,425	1,650	5,300	2¾-in. EUE	190
010-HAL-2400	10	63	200	2,940	2,400	6,800	2¾-in. EUE	276
016-HAL-1650	16	100	165	2,425	1,650	5,300	3½-in. EUE	241
016-HAL-2400	16	100	240	3,500	2,400	6,800	3½-in. EUE	359
025-HAL-1650	25	150	165	2,425	1,650	5,300	3½-in. EUE	255
025-HAL-2400	25	150	240	3,500	2,400	6,800	3½-in. EUE	381
025-HAL-3000	25	150	300	4,400	3,000	10,000	3½-in. EUE	450
033-HAL-1650	33	200	165	2,425	1,650	5,300	4.0-in. NU	308
033-HAL-2000	33	200	200	2,940	2,000	6,800	4.0-in. NU	403
033-HAL-2400	33	200	240	3,500	2,400	8,000	4.0-in. NU	471
040-HAL-1500	40	250	150	2,200	1,500	5,000	4.0-in. NU	337
040-HAL-1800	40	250	180	2,646	1,800	6,000	4.0-in. NU	399
040-HAL-2000	40	250	200	2,940	2,000	6,800	4.0-in. NU	435
050-HAL-1500	50	320	150	2,200	1,500	5,000	4.0-in. NU	394
050-HAL-1800	50	320	180	2,646	1,800	6,000	4.0-in. NU	458
080-HAL-1500	80	500	150	2,200	1,500	5,000	4.0-in. NU	469
098-HAL-1500	98	620	150	2,200	1,500	5,000	5½-in. LTC	346
098-HAL-1950	98	620	195	2,860	1,950	6,300	5½-in. LTC	386
145-HAL-1650	145	910	165	2,425	1,650	5,300	5½-in. LTC	469
200-HAL-1350	200	1,250	135	1,980	1,350	4,500	5½-in. LTC	466
330-HAL-1150	330	2,000	110	1,650	1,150	3,800	5½-in. LTC	398

Fonte: Halliburton Artificial Lift

6 DESCRIÇÃO DO PROGRAMA

O programa desenvolvido tem como objetivo principal analisar a necessidade de utilização de bombas de cavidade progressiva para o processo de elevação em poços de petróleo. Neste capítulo, será mostrada a interface do programa e também explicado como foi organizado.

O programa desenvolvido utiliza o *Visual Basic for Applications* (VBA) no Excel como uma ferramenta para poder automatizar os cálculos e construir os gráficos necessários. Apesar de ser utilizado o Excel, o programa não está baseado apenas em planilhas. Foi possível construir uma interface semelhante à de um programa executável. Os dados necessários para a construção das curvas que podem ser vistos no programa são armazenados em planilhas do excel, sendo possível serem visualizadas ao final do programa, caso o usuário ache necessário.

Para chegar ao objetivo final do programa, foi necessário implementar métodos para construção das curvas IPR e TPR, o cálculo da queda de pressão dentro do reservatório e os dados das bombas de cavidade progressiva. Dessa forma calcula-se a rotação que a bomba deveria trabalhar para se alcançar a produção desejada no poço.

Para a construção da curva IPR, foi implementado o método de Standing. Esse método foi proposto como uma modificação do método de Vogel para considerar o efeito do *skin* no cálculo da curva.

Na curva TPR, foi considerado como base para a programação o modelo para o cálculo do gradiente de pressão proposto por Aziz, Gouvier e Fogarasi.

Os dados das bombas que podem ser encontradas no programa foram retirados de catálogos da Halliburton onde são fornecidos dados como a vazão da bomba e a pressão que podem ser utilizadas para os diferentes modelos.

6.1 INTERFACE DO PROGRAMA

Para testar o programa, serão utilizados dados do artigo de Aziz et al (1972), dados do reservatório tirados do Economides (1993).

No início, a tela principal do programa irá permitir que o usuário informe os dados necessários para o cálculo das curvas IPR e TPR e selecione se deseja calcular apenas a curva IPR ou ambas as curvas.

Figura 15 – Página inicial do programa

Curva IPR e TPR

IPR - Standing

Cálculo da curva | Cálculo da eficiência

AOF (STB/d) 2200

Pe (psi) 5651

EF 1

Calcular somente IPR
 Calcular IPR e TPR

Calcular

TPR

Fluido

GOR (STB/STB) 575

WOR (SCF/STB) 0

μ_w (cP) 1

γ_o 0.942

γ_g 0.75

σ_w (dina/cm) 29.9376

σ_o (dina/cm) 29.9376

Poço

WHD (ft) 0

BHD (ft) 3890

WHT (°F) 126

BHT (°F) 150

WHP (psi) 670

Tubing ID (in) 2.988

ϵ (in) .0023904

Para o cálculo da curva IPR, foi utilizado o modelo de Standing, por isso os dados necessários para o cálculo da curva são a vazão máxima, a pressão do reservatório e a eficiência de fluxo. Caso o usuário não tenha o dado da eficiência de fluxo, esta pode ser calculada com os dados do fator de película e os raios do poço e do reservatório. Para realizar esse cálculo, é necessário clicar na aba de cálculo da eficiência de fluxo dentro da curva IPR, inserir os dados e clicar novamente na aba cálculo da curva.

Figura 16 – Cálculo da eficiência de fluxo

Curva IPR e TPR

IPR - Standing

Cálculo da curva Cálculo da eficiência

Re(ft) 2890

Rw (ft) 0.406

S 0

Calcular somente IPR
 Calcular IPR e TPR

Calcular

TPR

Fluido

GOR (STB/STB) 575

WOR (SCF/STB) 0

μ_w (cP) 1

γ_o 0.942

γ_g 0.75

σ_w (dina/cm) 29.9376

σ_o (dina/cm) 29.9376

Poço

WHD (ft) 0

BHD (ft) 3890

WHT (°F) 126

BHT (°F) 150

WHP (psi) 670

Tubing ID (in) 2.988

ϵ (in) .0023904

Para continuar o programa, deve-se escolher a opção com a curva que deve ser calculada. Caso o usuário escolha a opção para calcular apenas a curva IPR, somente o quadrado superior precisa ser preenchido. Caso o usuário escolha a opção para calcular as curvas IPR e TPR, todos os campos precisam ser preenchidos para que o programa possa ser calculado corretamente. Após inserir os dados que serão utilizados no cálculo, deve-se clicar no botão calcular para prosseguir.

Na próxima tela do programa, podem ser visualizadas as curvas IPR e TPR construídas com os dados inseridos anteriormente nos quadros à esquerda do gráfico.

Figura 17 – Curvas IPR e TPR e ponto de operação



No quadro denominado Ponto de Operação é informado o ponto onde as duas curvas se encontram informando a pressão de fundo e a vazão do ponto onde a produção seria otimizada.

O usuário pode voltar para a janela anterior clicando em voltar ou clicar em seguir para continuar para a próxima janela do programa.

Ao clicar em seguir, uma nova janela irá aparecer solicitando dados de operação do poço, como a vazão desejada, e dados do reservatório. Esses dados serão necessários para se calcular a queda de pressão no reservatório com o fluxo do poço, calcular o gradiente de pressão no poço com o fluxo que se deseja operar e avaliar a necessidade de uma bomba de cavidade progressiva.

Figura 18 – Dados para cálculo do gradiente de pressão no poço e reservatório

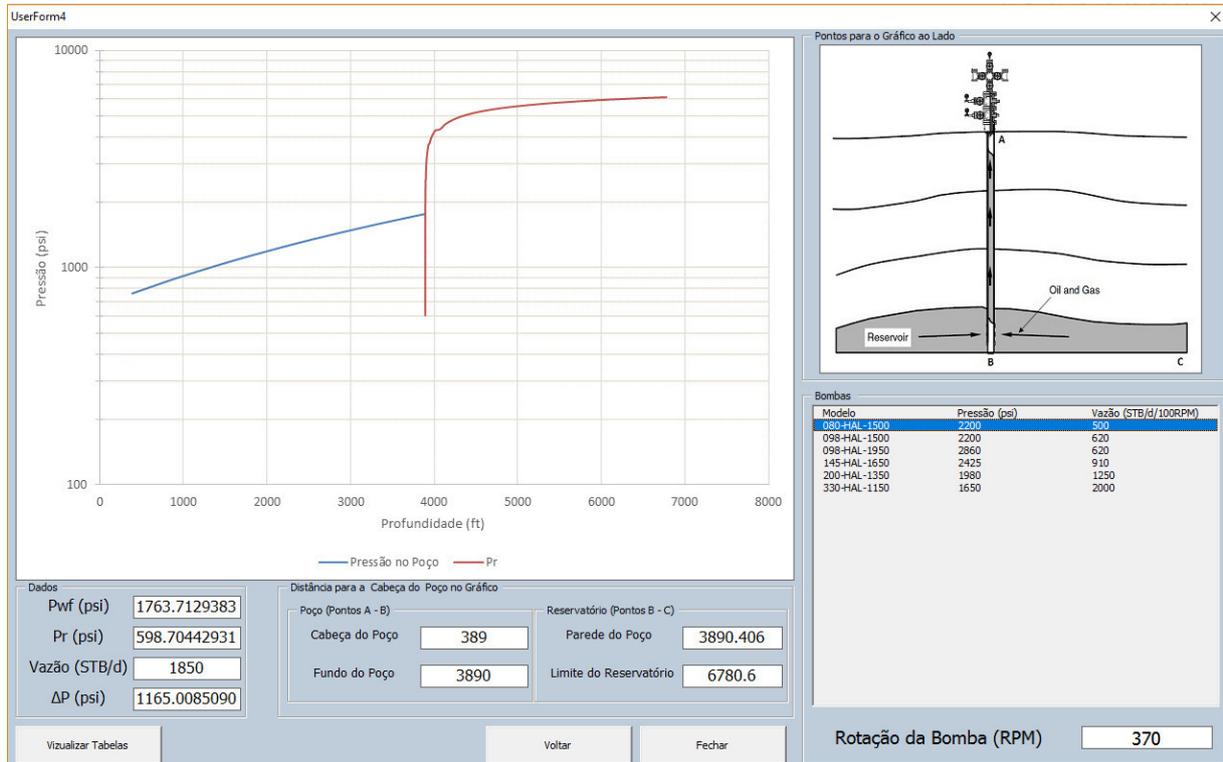
Cálculo da Bomba

TPR		Dados do Reservatório	
Fluido		Pr (psi)	5651
GOR (STB/STB)	575	Vazão (STB/d)	1850
WOR (SCF/STB)	0	h (ft)	115
μ_w (cP)	1	K (mD)	13
γ_o	0.942	Re (ft)	2890
γ_g	0.75	Rw (ft)	0.406
σ_w (dina/cm)	29.9376	S	1
σ_o (dina/cm)	29.9376	Ra (ft)	1
Poço		<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid gray; padding: 10px; width: 150px; text-align: center;">Calcular</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; width: 100px; text-align: center;">Voltar</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center; margin-top: 10px;"> <div style="border: 1px solid gray; padding: 10px; width: 150px; text-align: center;">Fechar</div> </div>	
WHD (ft)	0		
BHD (ft)	3890		
WHT (°F)	126		
BHT (°F)	150		
WHP (psi)	670		
Tubing ID (in)	2.988		
ϵ (in)	0.0023904		

Clicando em seguir, o programa irá realizar os cálculos necessários e irá abrir uma nova janela. Nessa etapa, será exibido um gráfico com a curva do gradiente de pressão no poço e a queda da pressão no reservatório. Abaixo do gráfico, é fornecido uma legenda, assim como uma figura como exemplo do esquema utilizado, para as distâncias no eixo horizontal do gráfico. No quadro de dados são exibidas a pressão de fundo necessária para a vazão desejada, a pressão do reservatório próximo ao poço, a vazão e a diferença entre a pressão de fundo e a pressão do reservatório.

Com essa diferença de pressão, uma base de dados é analisada para selecionar as bombas que suportam a diferença de pressão e adicioná-las à lista de bombas. Selecionando uma bomba da lista, o programa irá fornecer a rotação que a bomba irá trabalhar para fornecer a vazão de operação.

Figura 19 – Gráfico dos gradientes de pressão e lista das bombas



7 TESTES DE VALIDAÇÃO

Alguns testes foram realizados para verificar os cálculos realizados pelo programa e comprovar os resultados obtidos de cada parte do programa.

O primeiro teste é feito para analisar o cálculo da curva IPR pelo método de Vogel modificado por Standing. Para esse teste, foi utilizado um exemplo resolvido de Beggs (1991). Os dados fornecidos pelo exemplo para o cálculo da curva foram:

Figura 20 – Cálculo da curva IPR com dados do exemplo resolvido

Curva IPR e TPR

IPR - Standing

Cálculo da curva | Cálculo da eficiência

AOF (STB/d) 1100

Pe (psi) 2085

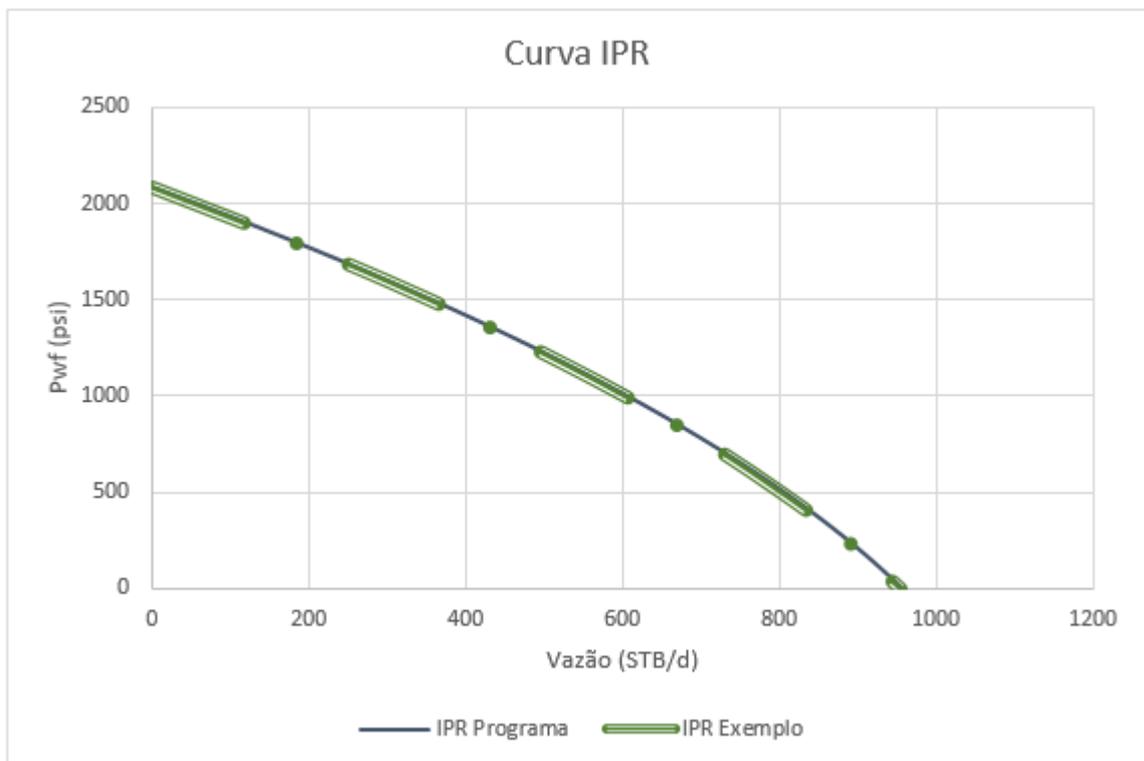
EF 0.7

Calcular somente IPR

Calcular IPR e TPR

Calcular

Figura 21 – Curvas com dados do exemplo resolvido e dados calculados pelo programa



O segundo teste é para analisar os cálculos do método Aziz et al. Utilizando dados do poço 9 do artigo, podemos comparar o resultado obtido no artigo e o dado calculado pelo programa.

Figura 22 – Dados para construção da curva TPR poço 9

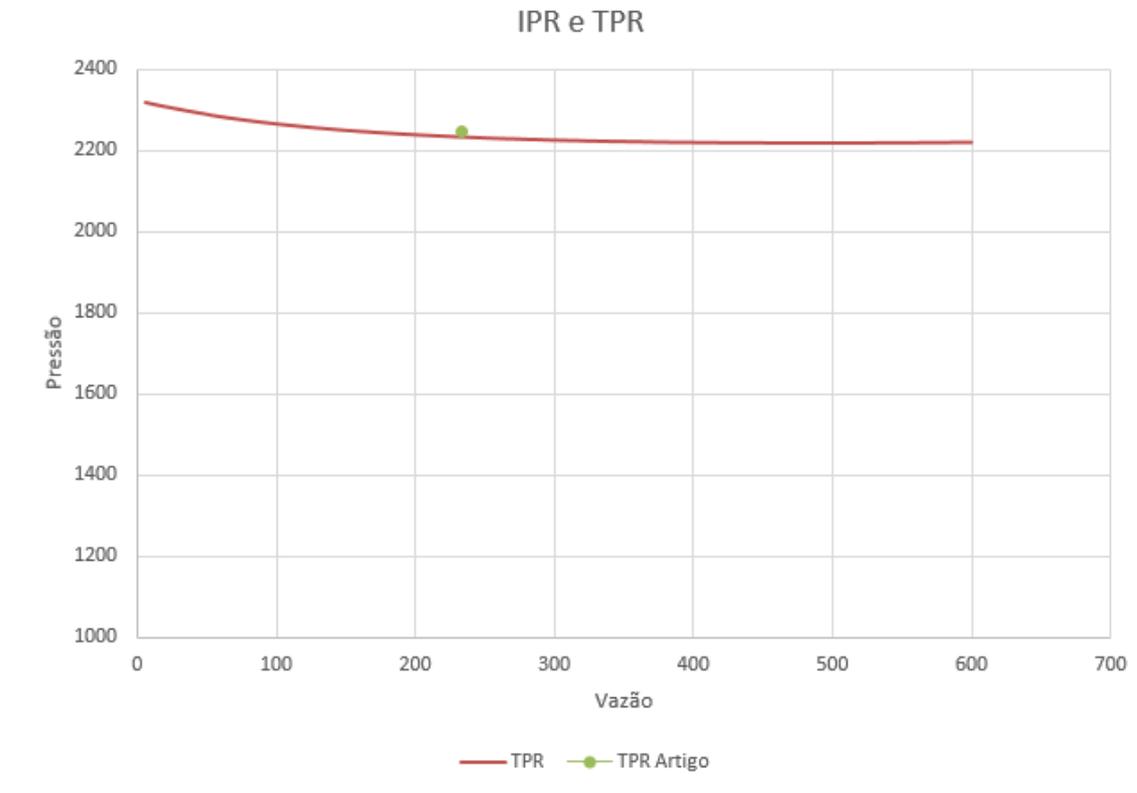
TPR		Dados do Reservatório	
Fluido		Pr (psi)	3500
GOR (STB/STB)	441	Vazão (STB/d)	233
WOR (SCF/STB)	0	h (ft)	53
μ_w (cP)	1	K (mD)	8.2
γ_o	0.842	Re (ft)	2980
γ_g	0.78	Rw (ft)	0.328
σ_w (dina/cm)	29.9376	S	5
σ_o (dina/cm)	29.9376	Ra (ft)	2
Poço		Botões: Calcular, Voltar, Fechar	
WHD (ft)	0		
BHD (ft)	4839		
WHT (°F)	126		
BHT (°F)	150		
WHP (psi)	742		
Tubing ID (in)	1.992		
ϵ (in)	0.0015936		

O gráfico obtido com esses dados pode ser visto na figura seguinte. O valor do gradiente de pressão obtido para a vazão de 233 STB/d foi de 2230,3 psi. Calculando o erro para o valor fornecido pelo artigo, temos que:

$$erro (\%) = \left(\frac{2248 - 2230,3}{2248} \right) \cdot 100 \quad (94)$$

$$erro (\%) = 0,77 \%$$

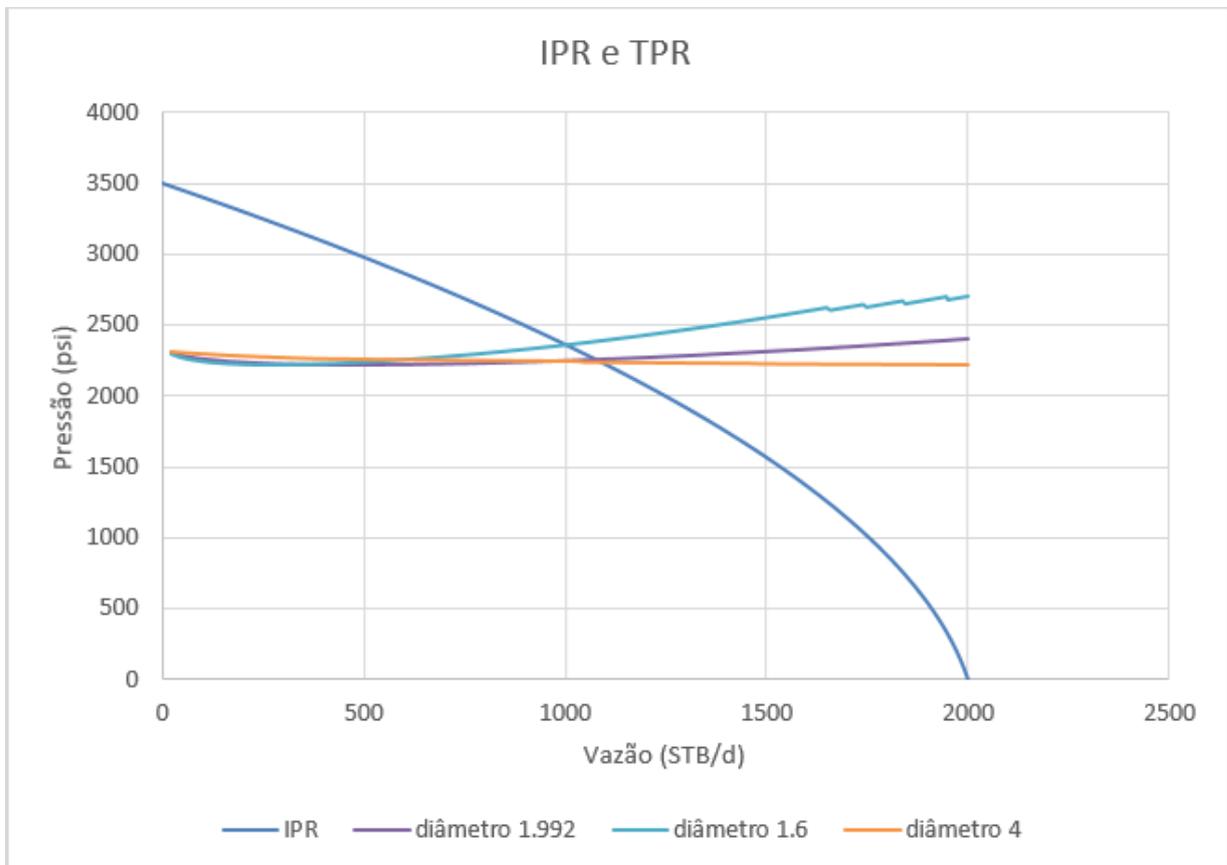
Figura 23 – Curva TPR do teste do poço 9 e resultado fornecido no artigo



Na curva TPR acima, percebe-se um comportamento em que a pressão de fundo diminui até se estabilizar. Para ser possível analisar melhor o comportamento da curva, aumentou-se a vazão do poço e foram realizadas várias simulações com diferentes valores para o diâmetro interno do poço, razão gás óleo, e razão água óleo.

Na figura 24, pode ser visualizado o comportamento do poço com a redução ou aumento do diâmetro interno. O diâmetro interno utilizado como base foi o valor utilizado no artigo de Aziz et al, sendo esse valor de 1,992 polegadas.

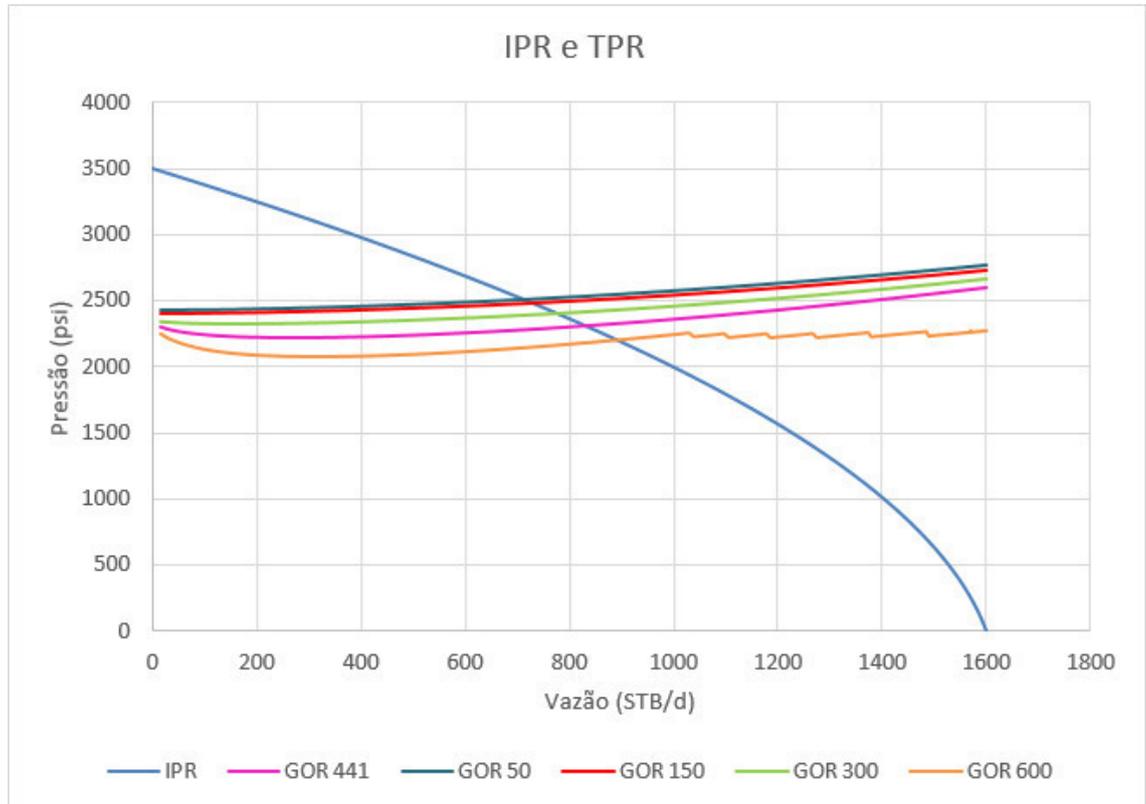
Figura 24 – Curva TPR do teste do poço 9 com diferentes diâmetros internos



Percebe-se que com o aumento do diâmetro interno, a perda de carga na coluna de produção foi reduzida, pois de acordo com a curva a pressão de fundo sofre pouca alteração com o aumento da vazão. Com a redução do diâmetro interno, percebe-se uma perda de carga maior, como é mostrado pelo gráfico, onde é necessária uma maior pressão de fundo para que se possa atingir a mesma vazão de produção no poço do que o poço com o diâmetro interno maior. Percebe-se ainda que com um valor menor do diâmetro, a grande velocidade do fluido irá favorecer a formação do escoamento disperso.

Na figura 25, pode ser visualizado o gráfico onde foi alterado a razão gás óleo. Novamente o valor utilizado como base foi o valor retirado do artigo de Aziz et al, sendo esse 441 STB/STB.

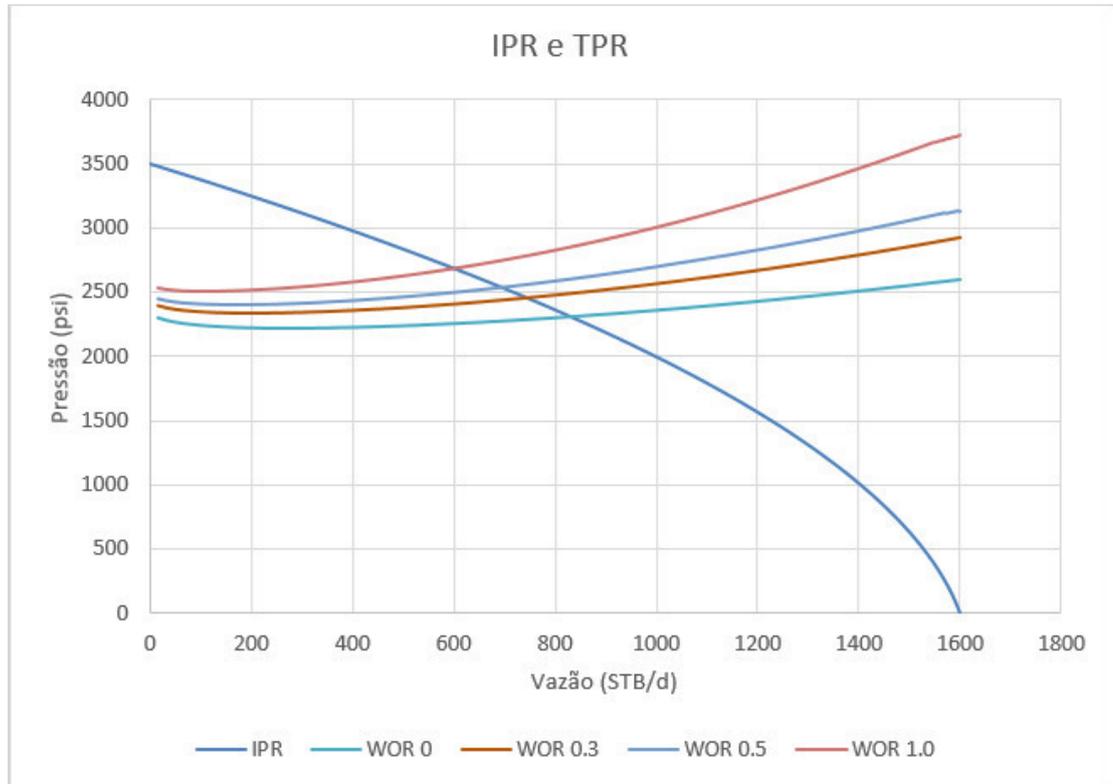
Figura 25 – Curva TPR do teste do poço 9 com diferentes razões gás óleo



A razão gás óleo influencia a curva TPR por causa da alteração na densidade do fluido. Como pode ser visto na figura 25, quanto maior a razão gás óleo, menor será a densidade do fluido que está sendo produzido e conseqüentemente menor será a perda de carga. Porém, uma grande quantidade de gás pode ter como consequência uma grande velocidade do fluido, favorecendo o aparecimento do escoamento disperso. Esse exemplo pode ser notado na curva calculada com a razão gás óleo 600 STB/STB.

Na figura 26, a influência da razão água óleo pode ser visualizada. Diferente da razão gás óleo, o aumento na produção de água tem como consequência um aumento na densidade do fluido. Com isso, a perda de carga dentro da coluna de produção irá aumentar.

Figura 26 – Curva TPR do teste do poço 9 com diferentes razões água óleo



Um terceiro teste foi feito com os dados do poço 17 do artigo.

Figura 27 – Dados para construção da curva TPR poço 17

Curva IPR e TPR

IPR - Standing

Cálculo da curva | Cálculo da eficiência

AOF (STB/d) 400

Pe (psi) 3500

EF 1

Calcular somente IPR
 Calcular IPR e TPR

Calcular

TPR

Fluido

GOR (STB/STB) 572

WOR (SCF/STB) 0.23

μ_w (cP) 1

γ_o 0.806

γ_g 0.78

σ_w (dina/cm) 29.9376

σ_o (dina/cm) 29.9376

Poço

WHD (ft) 0

BHD (ft) 12453

WHT (°F) 100

BHT (°F) 192

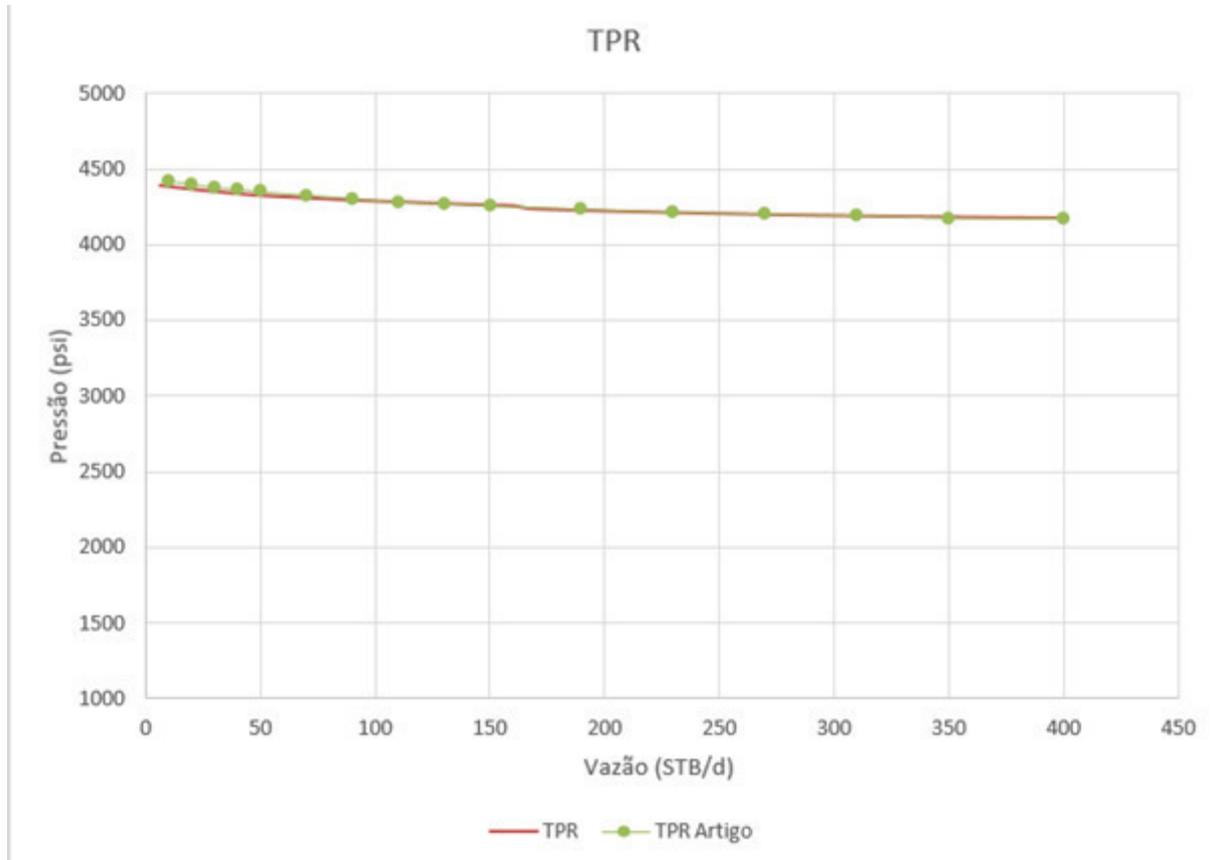
WHP (psi) 425

Tubing ID (in) 2.376

ϵ (in) 0.0019008

Comparando os dados calculados com os dados do artigo, temos que:

Figura 28 – Curva TPR do teste do poço 17 e resultado fornecido no artigo



Como pode ser visto na figura 28, a curva segue os dados originais com pequenas alterações. Essa diferença nos resultados pode ser consequência da utilização de correlações diferentes das utilizadas no artigo para cálculo das variáveis presentes no trabalho.

8 CONCLUSÃO

Neste programa, foi apresentado modelos para o cálculo do *Inflow Performance Relationship*, *Tubing Performance Relationship*, queda de pressão no reservatório e cálculo de operação de bombas de cavidade progressiva.

O modelo de Aziz, Govier e Fogarasi foi utilizado para calcular o gradiente de pressão. Esse modelo se diferencia de outros por apresentar um mapa para diferenciar as interações distintas entre fase líquida e gasosa. O método utiliza-se de um processo iterativo para o cálculo desse gradiente para tentar reduzir o erro nos cálculos. Os cálculos da curva TPR podem ser visualizados e analisados em intervalos discretos de profundidade, o que permite um acompanhamento do tipo de escoamento nesses diferentes intervalos, assim como os outros fatores que influenciam o gradiente de pressão. Apesar dos pontos positivos, o modelo de Aziz peca por não ter desenvolvido suas próprias equações para os padrões de escoamento disperso e de transição.

A última parte do programa tinha o intuito de utilizar os dados da queda de pressão no reservatório e o gradiente de pressão calculado pelo modelo com o objetivo de permitir o dimensionamento da condição de operação do bombeio por cavidades progressivas. Os dados necessários para se dimensionar a bomba de cavidade progressiva dificilmente são fornecidos pelos fabricantes, limitando-se aos catálogos publicados pelos mesmos com os modelos das bombas desenvolvidas e algumas especificações principais, como vazão e pressão, necessárias para o projeto de um poço.

Diante das considerações apresentadas, pode-se concluir que o programa apresentado chegou ao seu objetivo final de permitir o cálculo rápido das curvas IPR e TPR, consequentemente, permitindo a seleção da bomba e o cálculo da sua rotação de forma simples e objetiva, apesar de ter sido desenvolvido em um software básico de programação.

Algumas sugestões para trabalhos futuros são a utilização do método para poços direcionais, ou a implementação de outros métodos como o de Hagedorn-Brown e o de Duns-Ros.

9 BIBLIOGRAFIA

AZIZ, K. GOVIER, G.W. FOGARASI, M. **Pressure Drop in Wells Producing oil and gas.**

Canada: Petroleum Society of Canada. 1972.

BEGGS, H.D. **Production Optimization Using Nodal Analysis.** 2nd Edition. Tulsa: Oil & Gas

Consultants International Inc., 1991

BRILL, J.P. MUKHERJEE, H. **Multiphase Flow in Wells.** Texas: Society of Petroleum

Engineers Inc. 1999.

BROWN, KERMIT, E. & BEGGS. **The technology of articial lift methods.** Tulsa: Kluwer

Academic Publishers, 1977.

CHEW, J. CONNALLY, C.A. Jr.: **A Viscosity Correlation for Gas Saturated Crude Oils.**

Trans., AIME (1959)

CHOLET, Henri (Ed.). **Well Production: Pratical Handbook.** Paris: Editions Technip, 2008.

560 p

DUNS, H. Jr., ROS, J. C. J. **Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells.** Proc. 6th

World Petroleum Congress. Frankfurt. 1963.

ECONOMIDES, M.J. HILL, A.D. **Petroleum Production Systems.** New Jersey: Prentice Hall.

1994.

GALHARDO, G. G. **Desenvolvimento e implementação de uma ferramenta computacional para cálculo de pressões ao longo da coluna de produção,** 2013, 75p. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo), Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2013.

GUO, B. LYONS, W.C. GUALAMBOR, A. **Petroleum Production Engineering: A**

Computer-Assisted Approach. Amsterdam: Elsevier Science & Technology Books, Feb 2007.

HALLIBURTON. **Halliburton Artificial Lift: PCP Production Line.** [s.i.], 2014. 21 p.

LEE, A.L, GONZALEZ, M.H, and Eakin, B.E.”**The Viscosity of Natural Gases**”. JPT. 1996.

ROSA, A. J. CARVALHO, R. S. XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciencia: PETROBRAS, 2006.

SONNAD, J.R., GOUDAR, C.T. **Turbulent flow friction factor calculation using a mathematically exact alternative to the Colebrook–White equation.** J. Hydraul.Eng. ASCE 132 (8). 2006.

TAKÁCS, G. **Gas Lift Manual.** 1. Tulsa: PennWell Corporation, 2005.

VASQUEZ, M., BEGGS, H.D. **Correlation for Fluid Physical Property Predictions.** JPT. 1980.

ZHOU, D., YUAN, H. **Design of Progressive Cavity Pump Wells.** Society of Petroleum Engineers, 2008

APÊNDICE A – Fórmulas utilizadas em VBA

Código A1 – Fórmula em VBA para o cálculo da eficiência de fluxo

```
Function Calculo_Eficiencia(Re As Double, Rw As Double, S As Double) As Double
'Cálculo da eficiência do fluxo
'Re: raio do reservatório [ft]
'Rw: raio do poço [ft]
'S: skin factor

    Calculo_Eficiencia = Log(0.472 * Re / Rw) / (Log(0.472 * Re / Rw) + S)

End Function
```

Código A2 – Fórmula em VBA para o cálculo da curva IPR

```
Function Standing_IPR(AOF As Double, EF As Double, Pwf As Double, Pr As Double) As Double
'Esta função irá calcular a vazão pela equação de Standing
'AOF: vazão máxima [STB/d]
'EF: eficiência de fluxo
'Pr: pressão do reservatório [psi]
'Pwf: pressão de fundo [psi]

    Standing_IPR = AOF * (1.8 * EF * (1 - (Pwf / Pr)) - 0.8 * EF ^ 2 * (1 - (Pwf / Pr)) ^ 2)

End Function
```

Código A3 – Fórmula em VBA para o cálculo do fator volume formação do óleo

```
Function Bo_Standing(GasDensity As Double, OilDensity As Double, T As Double, Rs As Double) As Double
'Correlação de Standing para calcular o fator volume formação do óleo
'GasDensity: densidade relativa do gás
'OilDensity: densidade relativa do óleo
'T: temperatura [°F]
'RS: razão de solubilidade [SCF/STB]

    Bo_Standing = 0.9759 + 0.00012 * (Rs * (GasDensity / OilDensity) ^ 0.5 + 1.25 * T) ^ 1.2

End Function
```

Código A4 – Fórmula em VBA para o cálculo do fator volume formação do óleo

```
Function Ponto_de_Bolha(GOR As Double, GasDensity As Double, API As Double, T As Double) As Double
'Essa função irá retornar o valor da pressão do ponto de bolha pela correlação de Standing [SCF/stb]
'GOR: razão de produção gás-óleo[SCF/STB]
'GasDensity: densidade relativa do gás
'API: grau API do óleo
'T: Temperatura [°F]

    Ponto_de_Bolha = 18.2 * ((GOR / GasDensity) ^ 0.83 * 10 ^ (0.00091 * (T) - 0.0125 * API) - 1.4)

End Function
```

Código A5 – Fórmula em VBA para o cálculo da viscosidade do óleo

```

Function Viscosidade_oleo(Pb As Double, P As Double, API As Double, Rs As Double, T As Double) As Double
'Função para calcular a viscosidade do óleo.
'Essa função utiliza a correlação de Chew e Connally para óleo saturado ou abaixo do ponto de bolha.
'Vasquez e Beggs para óleo acima do ponto de bolha.
'Beggs e Robinson para óleo morto
'Pb: pressão do ponto de bolha [psi]
'P: pressão do sistema [psi]
'API: grau API do óleo
'RS: razão de solubilidade do óleo [SCF/STB]
'T: Temperatura [°F]

Dim A As Double, A1 As Double, B As Double, C As Double, D As Double, e As Double
Dim Mo_od As Double, Mo_ob As Double, M As Double, mo As Double

A1 = 10 ^ (3.0324 - 0.02023 * API)
Mo_od = 10 ^ (A1 * (T) ^ -1.163) - 1

A = Rs * (2.2 * (10 ^ (-7)) * Rs - 7.4 * (10 ^ (-4)))
C = 8.62 * (10 ^ -5) * Rs
D = 1.1 * (10 ^ -3) * Rs
e = 3.74 * (10 ^ -3) * Rs
B = 0.68 / (10 ^ C) + 0.25 / (10 ^ D) + 0.062 / (10 ^ e)

Mo_ob = 10 ^ A * Mo_od ^ B

If P <= Pb Then
    Viscosidade_oleo = Mo_ob

Else
    M = 2.6 * P ^ 1.187 * Exp(-11.513 - 8.98 * 10 ^ -5 * P)
    mo = Mo_ob * (P / Pb) ^ M

    Viscosidade_oleo = mo

End If

End Function

```

Código A6 – Fórmula em VBA para o cálculo da viscosidade do gás

```

Function ViscosidadeGas(MassaMolar As Double, T As Double, Rho_gas As Double) As Double
'Função para calcular a viscosidade do gás pela correlação de Lee
'Viscosidadegas: viscosidade do gás [cP]
'MassaMolar: massa molar do gás
'T: Temperatura [°F]
'Rho_gas: massa específica do gás [lbm/ft3]

Dim K1 As Double, X As Double, Y As Double

K1 = ((9.4 + 0.02 * MassaMolar) * (T + 460) ^ 1.5) / (209 + 19 * MassaMolar + T + 460)
X = 3.5 + 986 / (T + 460) + 0.01 * MassaMolar
Y = 2.4 - 0.2 * X

ViscosidadeGas = 0.0001 * K1 * Exp(X * (1.60187591818285E-02 * Rho_gas) ^ Y)

End Function

```

Código A7 – Fórmula em VBA para o cálculo da massa específica do óleo

```

Function Rho_oleo(OilDensity As Double, GasDensity As Double, Rs As Double, bo As Double) As Double
'Função para calcular a massa específica do óleo [lbm/ft3]
'OilDensity: densidade relativa do óleo
'GasDensity: densidade relativa do gás
'RS: razão de solubilidade [SCF/SBT]
'Bo: fator volume formação do óleo

Rho_oleo = (350.4 * OilDensity + 0.0764 * GasDensity * Rs) / (5.615 * bo)

End Function

```

Código A8 – Fórmula em VBA para o cálculo da razão de solubilidade

```
Function RS_Standing(GasDensity As Double, T As Double, API As Double, P As Double) As Double
'Função para calcular a razão de solubilidade pela correlação de Standing
'GasDensity: densidade relativa do gás
'T: temperatura [°F]
'RS: razão de solubilidade [SCF/STB]
'P: pressão [psi]

    RS_Standing = GasDensity * ((P / 18.2 + 1.4) * 10 ^ (0.0125 * API - 0.00091 * T)) ^ (1.2048)
End Function
```

Código A9 – Fórmula em VBA para o cálculo do fator de compressibilidade

```
Function Fator_Compressibilidade(Ppr As Double, Tpr As Double) As Double
'Cálculo do fator de compressibilidade pela correlação de Papay
'Ppr: pressão reduzida
'Tpr: temperatura reduzida

    Fator_Compressibilidade = 1 - (3.53 * Ppr / 10 ^ (0.9813 * Tpr)) + 0.274 * Ppr ^ 2 / (10 ^ (0.8157 * Tpr))
End Function
```

Código A10 – Fórmula em VBA para o cálculo da temperatura crítica

```
Function TemperaturaCritica(GasDensity As Double) As Double
'Cálculo da temperatura crítica do gás pela correlação de Brown
'Tc: temperatura crítica do gás [°R]
'GasDensity: densidade relativa do gás

    If GasDensity <= 0.75 Then
        TemperaturaCritica = 168 + 325 * GasDensity - 12.5 * GasDensity ^ 2
    Else
        TemperaturaCritica = 187 + 330 * GasDensity - 71.5 * GasDensity ^ 2
    End If
End Function
```

Código A11 – Fórmula em VBA para o cálculo da pressão crítica

```
Function PressaoCritica(GasDensity As Double) As Double
'Cálculo da pressão crítica do gás pela correlação de Brown
'Pc: temperatura crítica do gás [psi]
'GasDensity: densidade relativa do gás

    If GasDensity <= 0.75 Then
        PressaoCritica = 677 + 15 * GasDensity - 37.5 * GasDensity ^ 2
    Else
        PressaoCritica = 706 - 51.7 * GasDensity - 11.1 * GasDensity ^ 2
    End If
End Function
```

Código A12 – Fórmula em VBA para o cálculo da vazão volumétrica do gás

```
Function Vazao_Gas(Z As Double, Qo As Double, GOR As Double, Rs As Double, T As Double, _
P As Double) As Double
'Cálculo da vazão volumétrica de gás [ft3/s]
'Z: fator de compressibilidade do gás
'Qo_sc: vazão do óleo em condições padrão[STB/d]
'GOR: razão de produção gás-óleo[SCF/STB]
'RS: razão de solubilidade [SCF/STB]
'T: Temperatura [°F]
'P: pressão [psi]

    Vazao_Gas = 3.27 * 10 ^ -7 * Z * Qo * (GOR - Rs) * (T + 460) / P
End Function
```

Código A13 – Fórmula em VBA para o cálculo da vazão volumétrica do líquido

```
Function VazaoLiquido(Qo_sc As Double, bo As Double, WOR As Double) As Double
'Cálculo da vazão volumétrica do líquido [ft3/s]
'Qo_sc: vazão do óleo em condições padrão[STB/d]
'Bo: fator volume formação do óleo
'WOR: razão de produção água-óleo

    VazaoLiquido = 6.49 * 10 ^ (-5) * Qo_sc * (bo + WOR)
End Function
```

Código A14 – Fórmula em VBA para o cálculo da vazão mássica do gás

```
Function VazaoMassica_Gas(GasDensity As Double, Qo_sc As Double, GOR As Double, Rs As Double) As Double
'Cálculo da vazão mássica de gás [lb/s]
'GasDensity: densidade relativa do gás
'Qo_sc: vazão do óleo em condições padrão[STB/d]
'GOR: razão de produção gás-óleo[SCF/STB]
'RS: razão de solubilidade [SCF/STB]

    VazaoMassica_Gas = 8.85 * 10 ^ -7 * GasDensity * Qo_sc * (GOR - Rs)
End Function
```

Código A15 – Fórmula em VBA para o cálculo da vazão mássica do líquido

```
Function VazaoMassica_Liquido(Qo_sc As Double, OilDensity As Double, WOR As Double, _
GasDensity As Double, Rs As Double) As Double
'Cálculo da vazão mássica de líquido [lb/s]
'Qo_sc: vazão do óleo em condições padrão[STB/d]
'OilDensity: densidade relativa do óleo
'WOR: razão de produção água-óleo
'GasDensity: densidade relativa do gás
'RS: razão de solubilidade [SCF/STB]

    VazaoMassica_Liquido = 4.05 * 10 ^ -3 * Qo_sc * (OilDensity + 1 * WOR) + 8.85 * 10 ^ -7 * GasDensity * Rs * Qo_sc
End Function
```

Código A16 – Fórmula em VBA para o cálculo da fração de óleo

```

Function FracaoOleo(WOR As Double, Qo_sc As Double, Ql As Double, bo As Double) As Double
'Cálculo da fração de óleo
'WOR: razão de produção água-óleo
'Qo_sc: vazão do óleo em condições padrão[STB/d]
'Ql: vazão volumétrica de líquido
'Bo: fator volume formação do óleo

    If WOR = 0 Then
        FracaoOleo = 1
    Else
        FracaoOleo = Qo_sc * bo / (Ql * 86400 / 5.615)
    End If
End Function

```

Código A17 – Fórmula em VBA para o cálculo da fração de água

```

Function FracaoAgua(WOR As Double, Fo As Double) As Double
'Cálculo da fração de água
'WOR: razão de produção água-óleo
'Fo: fração de óleo

    If WOR = 0 Then
        FracaoAgua = 0
    Else
        FracaoAgua = 1 - Fo
    End If

End Function

```

Código A18 – Fórmula em VBA para o cálculo da tensão superficial

```

Function TensaoSuperficial(Fo As Double, Fw As Double, Sigma_o As Double, Sigma_w As Double) As Double
'Cálculo da tensão superficial do líquido [dina/cm]
'Fo: fração de óleo
'Fw: fração de água
'Sigma_o: tensão superficial do óleo [dina/cm]
'Sigma_w: tensão superficial da água [dina/cm]

    TensaoSuperficial = Fo * Sigma_o + Fw * Sigma_w
End Function

```

Código A19 – Fórmula em VBA para o cálculo da viscosidade do líquido

```

Function Viscosidadeliquido(Fo As Double, Fw As Double, mo As Double, Mw As Double) As Double
'Função para calcular a viscosidade do líquido [cP]
'Fo: fração de óleo
'Fw: fração de água
'Mo: viscosidade do óleo [cP]
'Mw: viscosidade da água [cP]

    Viscosidadeliquido = Fo * mo + Fw * Mw
End Function

```

Código A20 – Fórmula em VBA para o cálculo do grau API do óleo

```
Function GrauAPI(OilDensity As Double) As Double
'Cálculo do grau API do óleo
'OilDensity: densidade relativa do óleo

    GrauAPI = 141.5 / OilDensity - 131.5

End Function
```

Código A21 – Fórmula em VBA para o cálculo da massa específica

```
Function MassaEspecificica(Massa As Double, Q As Double) As Double
'Cálculo da massa específica
'Massa: vazão mássica do fluido
'Q: vazão volumétrica do fluido

    MassaEspecificica = Massa / Q

End Function
```

Código A22 – Fórmula em VBA para o cálculo da massa específica da mistura com escorregamento

```
Function MassaEspecificica_Mistura(Rho_L As Double, Rho_G As Double, H1 As Double) As Double
'Cálculo da massa específica da mistura [lbm/ft3]
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'H1: Holdup líquido calculado pelo método Aziz

    MassaEspecificica_Mistura = Rho_L * H1 + Rho_G * (1 - H1)

End Function
```

Código A23 – Fórmula em VBA para o cálculo da massa específica da mistura sem escorregamento

```
Function MassaEspecificica_SE(Rho_L As Double, Rho_G As Double, Vsl As Double, Vsg As Double, Vm As Double) As Double
'Cálculo da massa específica da mistura sem escorregamento [lbm/ft3]
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'Vsl: velocidade superficial do líquido [ft/s]
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]
'Vm: velocidade da mistura [ft/s]

    MassaEspecificica_SE = Rho_L * (Vsl / Vm) + Rho_G * (Vsg / Vm)

End Function
```

Código A24 – Fórmula em VBA para o cálculo da velocidade da mistura

```
Function VelocidadeMistura(Vsl As Double, Vsg As Double) As Double
'Cálculo da velocidade da mistura [ft/s]
'Vsl: velocidade superficial do líquido [ft/s]
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]

    VelocidadeMistura = Vsl + Vsg

End Function
```

Código A25 – Fórmula em VBA para o cálculo da velocidade superficial

```
Function VelocidadeSuperficial(Q As Double, area As Double) As Double
'Velocidade Superficial do gás ou do líquido [ft/s]
'Q: vazão volumétrica [ft3/s]
'Area: área do tubo [ft2]

    VelocidadeSuperficial = Q / area

End Function
```

Código A26 – Fórmula em VBA para o cálculo do fator de atrito

```
Function Fator_Atrito(Nre As Double, E_razao As Double) As Double
'Função para o cálculo do fator de atrito de Goudar-Sonnad(2006)
'Nre: número de Reynolds
'E: rugosidade relativa

    Dim S As Double

    If Nre <= 2100 Then
        Fator_Atrito = 64 / Nre

    Else
        S = 0.124 * Nre * E_razao + Log(0.4587 * Nre)
        Fator_Atrito = (1 / (0.8686 * Log(0.4587 * Nre / ((S - 0.31) ^ (S / (S + 1)))))) ^ 2

    End If

End Function
```

Código A27 – Fórmula em VBA para o cálculo do parâmetro Nx de Aziz

```
Function Nx_Aziz(Vsg As Double, Rho_L As Double, Rho_G As Double, Sigma_L As Double) As Double
'Função para o cálculo de Nx no Modelo de Aziz et al
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'Sigma_L: tensão superficial do líquido [dina/cm]

    Nx_Aziz = Vsg * (Rho_G / 0.0764) ^ (1 / 3) * ((72 / Sigma_L) * (Rho_L / 62.4)) ^ (1 / 4)

End Function
```

Código A28 – Fórmula em VBA para o cálculo do parâmetro Nx de Aziz

```
Function Ny_Aziz(Vsl As Double, Rho_L As Double, Sigma_L As Double) As Double
'Função para o cálculo de Ny no Modelo de Aziz et al
'Vsl: velocidade superficial do líquido [ft/s]
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Sigma_L: tensão superficial do líquido [dina/cm]

    Ny_Aziz = Vsl * ((72 / Sigma_L) * (Rho_L / 62.4)) ^ (1 / 4)

End Function
```

Código A29 – Fórmula em VBA para o cálculo do tipo de escoamento

```

Function Tipo_Escoamento(Nx As Double, Ny As Double) As Integer
'Função para identificar o tipo do escoamento em questão
'1 = Bolha, 2 = Golfada, 3 = Transição, 4 = Disperso
'Nx: abcissa do mapa de padrões de escoamento
'Ny: ordenada do mapa de padrões de escoamento
'Nx_Bolha_Golfada: limite entre bolha e golfada
'Nx_Golfada_Transicao: limite entre golfada e transição
'Nx_Transicao_Disperso: limite entre transição e disperso
'Nx_Golfada_Disperso: limite entre golfada e disperso

    Dim Nx_Bolha_Golfada As Double, Nx_Golfada_Transicao As Double
    Dim Nx_Transicao_Disperso As Double, Nx_Golfada_Disperso As Double

    Nx_Bolha_Golfada = 0.51 * (100 * Ny) ^ 0.172
    Nx_Golfada_Transicao = 8.6 + 3.8 * Ny
    Nx_Transicao_Disperso = 70 * (100 * Ny) ^ (-0.152)
    Nx_Golfada_Disperso = 26.5

    If Nx <= Nx_Bolha_Golfada Then
        Tipo_Escoamento = 1

    Else
        If Ny < 4 Then
            If Nx <= Nx_Golfada_Transicao Then
                Tipo_Escoamento = 2

            Else
                If Nx <= Nx_Transicao_Disperso Then
                    Tipo_Escoamento = 3

                Else
                    Tipo_Escoamento = 4
                End If
            End If

        Else
            If Nx <= Nx_Golfada_Disperso Then
                Tipo_Escoamento = 2

            Else
                Tipo_Escoamento = 4
            End If
        End If
    End If
End Function

```

Código A30 – Fórmula em VBA para o cálculo do *Holdup* líquido

```

Function HoldUp_Liquido(Vsg As Double, Vg As Double) As Double
'Cálculo do HoldUp Líquido
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]
'Vg: velocidade do gás [ft/s]

    HoldUp_Liquido = 1 - Vsg / Vg

End Function

```

Código A31 – Fórmula em VBA para o cálculo da velocidade de bolha

```
Function Velocidade_Bolha(Sigma_L As Double, Rho_L As Double, Rho_G As Double) As Double
'Função para calcular a velocidade da bolha no escoamento bolha [ft/s]
'Sigma_L: tensão superficial do líquido [dina/cm]
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]

    Velocidade_Bolha = 0.728 * (Sigma_L * (Rho_L - Rho_G) / Rho_L ^ 2) ^ (1 / 4)
End Function
```

Código A32 – Fórmula em VBA para o cálculo da velocidade do gás

```
Function Vg_Aziz(Vm As Double, Vb As Double) As Double
'Cálculo da velocidade do gás [ft/s]
'Vm: velocidade da mistura [ft/s]
'Vb: velocidade da bolha [ft/s]

    Vg_Aziz = 1.2 * Vm + Vb
End Function
```

Código A33 – Fórmula em VBA para o cálculo do gradiente de atrito para o escoamento bolha, disperso e monofásico

```
Function DpDl_atrito(f As Double, Rho As Double, V As Double, ID As Double) As Double
'Cálculo do gradiente de pressão por atrito para os escoamentos do tipo bolha, disperso e monofásico
'f: fator de atrito
'Rho: massa específica [lbm/ft3]
'V: velocidade [ft/s]
'ID: diâmetro interno da tubulação [in]

    DpDl_atrito = 1.294 * 10 ^ (-3) * f * Rho * V ^ 2 / ID
End Function
```

Código A34 – Fórmula em VBA para o cálculo do gradiente de elevação no escoamento monofásico, bolha e golfada

```
Function DpDl_elevacao(Rho_L As Double, Rho_G As Double, Hl As Double) As Double
'Cálculo do gradiente de pressão por elevação
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'Hl: Holdup líquido calculado pelo método Aziz

    DpDl_elevacao = (1 / 144) * (Rho_L * Hl + Rho_G * (1 - Hl))
End Function
```

Código A35 – Fórmula em VBA para o cálculo do parâmetro N escoamento golfada

```
Function N_Golfada(Ml As Double, ID As Double, Rho_L As Double, Rho_G As Double) As Double
'Cálculo do parâmetro N no método de escoamento golfada
'Ml: viscosidade do líquido [cP]
'ID: diâmetro interno da tubulação [in]
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]

    N_Golfada = 203 / Ml * (ID ^ 3 * Rho_L * (Rho_L - Rho_G)) ^ (1 / 2)
End Function
```

Código A36 – Fórmula em VBA para o cálculo do parâmetro M escoamento golfada

```
Function M_Golfada(n As Double) As Double
    'Cálculo do parâmetro M no método de escoamento golfada

    If n <= 18 Then
        M_Golfada = 25

    Else
        If n > 18 And n < 250 Then
            M_Golfada = 69 * n ^ (-0.35)

        Else
            M_Golfada = 10

        End If

    End If

End Function
```

Código A37 – Fórmula em VBA para o cálculo do número de Eotvos

```
Function Numero_Eotvos(ID As Double, Rho_L As Double, Rho_G As Double, Sigma_L As Double) As Double
    'Cálculo do número de Eotvos
    'ID: diâmetro interno da tubulação [in]
    'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
    'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
    'Sigma_L: tensão superficial do líquido [dina/cm]

    Numero_Eotvos = 101.4 * ID ^ 2 * (Rho_L - Rho_G) / Sigma_L

End Function
```

Código A38 – Fórmula em VBA para o cálculo do parâmetro C escoamento golfada

```
Function C_Golfada(n As Double, Eotvos As Double, M As Double) As Double
    'Cálculo da variável C no método de escoamento golfada no método de Aziz
    'N: parâmetro N no método de escoamento golfada
    'Eotvos: número de Eotvos
    'M: parâmetro M no método de escoamento golfada

    C_Golfada = 0.345 * (1 - Exp(-0.029 * n)) * (1 - Exp((3.37 - Eotvos) / M))

End Function
```

Código A39 – Fórmula em VBA para o cálculo da velocidade de bolha no escoamento golfada

```
Function Velocidade_Bolha_Golfada(C As Double, ID As Double, Rho_L As Double, Rho_G As Double) As Double
    'Função para calcular a velocidade da bolha no escoamento golfada [ft/s]
    'C: parâmetro C no método de escoamento golfada
    'ID: diâmetro interno da tubulação [in]
    'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
    'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]

    Velocidade_Bolha_Golfada = 1.637 * C * ((ID * (Rho_L - Rho_G)) / Rho_L) ^ (1 / 2)

End Function
```

Código A40 – Fórmula em VBA para o cálculo do gradiente de atrito no escoamento golfada

```
Function DpDl_Atrito_golfada(f As Double, Rho As Double, Hl As Double, V As Double, ID As Double) As Double
'Cálculo do gradiente de pressão por atrito para o escoamento do tipo golfada
'f: fator de atrito
'Rho: massa específica [lbm/ft3]
'Hl: Holdup líquido calculado pelo método Aziz
'V: velocidade [ft/s]
'ID: diâmetro interno da tubulação [in]

    DpDl_Atrito_golfada = 1.294 * 10 ^ (-3) * f * Rho * Hl * V ^ 2 / ID
End Function
```

Código A41 – Fórmula em VBA para o cálculo do número de Weber

```
Function Numero_Weber(Rho_G As Double, Vsg As Double, Rugosidade As Double, Sigma_L _
As Double) As Double
'Cálculo do número de Weber para o escoamento misto no método Duns e Ross
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]
'Rugosidade: rugosidade do tubo [in]
'Sigma_L: tensão superficial do líquido [dina/cm]

    Numero_Weber = Rho_G * Vsg ^ 2 * Rugosidade / Sigma_L
End Function
```

Código A42 – Fórmula em VBA para o cálculo da viscosidade do líquido no escoamento disperso

```
Function Viscosidade_Disperso(Ml As Double, Rho_L As Double, Sigma_L As Double, Rugosidade _
As Double) As Double
'Ml: viscosidade do líquido [cP]
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Sigma_L: tensão superficial do líquido [dina/cm]
'Rugosidade: rugosidade do tubo [in]

    Viscosidade_Disperso = Ml ^ 2 / (Rho_L * Sigma_L * Rugosidade)
End Function
```

Código A43 – Fórmula em VBA para o cálculo da rugosidade no tubo no escoamento disperso

```
Function Rugosidade_disperso(Sigma_L As Double, Rho_G As Double, Vsg As Double, ID As Double, _
Viscosidade As Double, Weber As Double) As Double
'Cálculo da rugosidade no tubo em escoamento disperso
'Sigma_L: tensão superficial do líquido [dina/cm]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]
'ID: diâmetro interno da tubulação [in]
'Viscosidade: viscosidade no escoamento disperso [cP]
'Weber: número de Weber

    Dim VisWeb As Double
    VisWeb = Viscosidade * Weber

    If VisWeb <= 0.005 Then
        Rugosidade_disperso = 0.0749 * Sigma_L / (Rho_G * Vsg ^ 2 * ID)
    Else
        Rugosidade_disperso = 0.3713 * Sigma_L * VisWeb ^ 0.302 / (Rho_G * Vsg ^ 2 * ID)
    End If
End Function
```

Código A44 – Fórmula em VBA para o cálculo do fator de atrito no escoamento disperso

```
Function FatorAtrito_Disperso(RugosidadeRelativa As Double) As Double
'Cálculo do fator de atrito no escoamento misto quando a rugosidade é maior que 0.05
'RugosidadeRelativa: rugosidade relativa no escoamento misto

    FatorAtrito_Disperso = 4 * (1 / 4 * (Application.WorksheetFunction.Log10(0.27 * RugosidadeRelativa)) ^ 2 + 0.067 * (RugosidadeRelativa) ^ 1.73)
End Function
```

Código A45 – Fórmula em VBA para o cálculo do gradiente de elevação no escoamento disperso

```
Function DpDl_elevacao_disperso(Rho_L As Double, Rho_G As Double, Vm As Double, Vsg As Double, Vsl As Double) As Double
'Cálculo do gradiente de pressão por elevação para o escoamento disperso
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'Vm: velocidade da mistura [ft/s]
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]
'Vsl: velocidade superficial do líquido [ft/s]

    DpDl_elevacao_disperso = (Rho_L * (Vsl / Vm) + Rho_G * (Vsg / Vm)) / 144
End Function
```

Código A46 – Fórmula em VBA para o cálculo do termo cinético

```
Function TermoCinetico(Vm As Double, Vsg As Double, Rho_SE As Double, P As Double) As Double
'Cálculo do termo cinético no escoamento disperso
'Vm: velocidade da mistura [ft/s]
'Vsg: velocidade superficial do gás [ft/s]
'Rho_SE: massa específica da mistura com condições sem escorregamento [lbm/ft3]
'P: pressão do sistema [psi]

    TermoCinetico = 2.16 * 10 ^ (-4) * Vm * Vsg * Rho_SE / P
End Function
```

Código A47– Fórmula em VBA para o cálculo do gradiente de pressão total

```
Function DpDl(DpDl_atrito As Double, DpDl_elevacao As Double, Ek As Double) As Double
'Cálculo do gradiente de pressão total
'Rho_L: massa específica do líquido [lbm/ft3]
'Rho_G: massa específica do gás [lbm/ft3]
'Hl: Holdup líquido calculado pelo método Aziz

    DpDl = (DpDl_atrito + DpDl_elevacao) / (1 - Ek)
End Function
```

Código A48– Fórmula em VBA para o cálculo do gradiente de pressão total no escoamento de transição

```
Function DpDl_transicao(Nx As Double, Ny As Double, DpDl_golfada As Double, DpDl_misto As Double) As Double
'Cálculo do gradiente de pressão total no escoamento em transição
'Nx: abcissa do mapa de padrões de escoamento
'Ny: ordenada do mapa de padrões de escoamento
'DpDl_Golfada: gradiente total de pressão do escoamento golfada
'DpDl_Disperso: gradiente total de pressão do escoamento disperso
'b: parâmetro para calcular uma média ponderada entre os escoamentos

    Dim B As Double

    B = (70 * (100 * Ny) ^ -0.152 - Nx) / (70 * (100 * Ny) ^ (-0.152) - (8.6 + 3.8 * Ny))
    DpDl_transicao = B * DpDl_golfada + (1 - B) * DpDl_disperso
End Function
```