



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL
PARA DIMENSIONAMENTO DO *GAS LIFT* CONTÍNUO**

VITÓRIA RÉGIA MOISÉS NUNES GOMES

Orientador: Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa

NATAL – RN
2015

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL
PARA DIMENSIONAMENTO DO *GAS LIFT* CONTÍNUO**

VITÓRIA RÉGIA MOISÉS NUNES GOMES

NATAL – RN

2015

VITÓRIA RÉGIA MOISÉS NUNES GOMES

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA
DIMENSIONAMENTO DO *GAS LIFT* CONTÍNUO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Federal do Rio Grande do Norte
como parte dos requisitos para obtenção do
título de bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovado em ____ de _____ de 2015.

Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa

Orientador – UFRN

Prof.^a Dra. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

Membro Examinador - UFRN

Prof. MSc. Sérgio José Gonçalves e Silva

Membro Examinador - UFRN

Dedico este trabalho aos meus pais, Hozana e Emanuel, aos meus irmãos Vanessa e Breno, e ao meu esposo, Danilo.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela vida, saúde e bênçãos por toda minha vida.

A toda minha família, em especial aos meus pais, que sempre me deram carinho, amor e educação. Obrigada por sempre acreditarem em mim e por estarem sempre dispostos a me apoiar. E ao meu esposo Danilo por seu amor, companheirismo e imensurável apoio.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa, pelos ensinamentos, confiança depositada em mim, dedicação e disponibilidade durante todo este trabalho.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia de Petróleo e da Escola de Ciências e Tecnologia, pelos conhecimentos e sabedoria compartilhados.

Aos meus amigos por toda a amizade e incentivo.

RESUMO

O método de elevação de petróleo por *gas lift* contínuo é uma das principais e mais utilizadas formas de elevação artificial, pois necessita de pouco espaço na plataforma e é adequado para poços de alta produtividade que requerem um método de elevação confiável, com poucas chances de falhas. Esse sistema de elevação utiliza a injeção contínua de gás na coluna de produção para diminuir a massa específica do fluido produzido e, conseqüentemente, a pressão exercida pelo mesmo defronte aos canhoneados. Essa injeção é feita no anular do poço e direcionada para coluna de produção através de uma válvula de *gas lift*. Este trabalho tem por objetivo desenvolver uma ferramenta computacional para realizar o dimensionamento do *gas lift* contínuo como método de elevação artificial de um poço de petróleo. O programa foi escrito na linguagem de programação *Visual Basic for Applications* (VBA). Os procedimentos para os cálculos levam em consideração os modelos principais que representam o fluxo no meio poroso, o Linear e de Vogel, as propriedades dos fluidos e a correlação empírica de escoamento multifásico de Hagedorn e Brown modificada.

Palavras-chave: Elevação Artificial, *Gas Lift* contínuo, Dimensionamento.

ABSTRACT

The artificial lift method of petroleum by continuous gas lift it is one of the leading and most used widely forms of artificial lift, because it requires little space on the platform and is suitable for high productivity wells that require a reliable lifting method, with little chance of failure. This lifting system utilizes continuous injection of gas into the production column to decrease the density of the produced fluid and therefore the pressure exerted by it against the perforations. This injection is done in the annular well and directed to the production column through a gas lift valve. This work aims to develop a computational software to perform the sizing of the continuous gas lift. The program was written in programming language Visual Basic for Applications (VBA) from Microsoft Office Excel. The procedures for calculation take into account the main models representing the flow in porous medium, Linear and Vogel, the fluid properties and the empirical correlation multiphase flow of Hagedorn and Brown modified.

Keywords: Artificial Lift, Continuous Gas Lift, Sizing.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	OBJETIVO GERAL.....	14
1.1.1	Objetivos específicos.....	15
1.2	METODOLOGIA.....	15
2	ASPECTOS TEÓRICOS	16
2.1	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO GAS <i>LIFT</i> CONTÍNUO	16
2.1.1	Sistema do <i>gas lift</i> contínuo.....	16
2.2	VÁLVULAS DE GAS <i>LIFT</i>	18
2.3	CORRELAÇÃO EMPÍRICA PARA ESCOAMENTO MULTIFÁSICO	20
2.3.1	Correlação de Hagedorn e Brown.....	21
2.4	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS.....	26
2.4.1	Grau API	26
2.4.2	Densidade relativa	26
2.4.3	Massa específica	27
2.4.4	Viscosidade	29
2.4.5	Pressão de bolha.....	31
2.4.6	Razão de solubilidade	32
2.4.7	Fator volume	32
2.4.8	Fator de compressibilidade do gás	34
2.4.9	Gradiente hidrostático do gás.....	35
2.4.10	Velocidade superficial	35
2.5	DESEMPENHO DO FLUXO DOS POÇOS DE PETRÓLEO.....	36
2.5.1	O conceito índice de produtividade.....	37
3	IMPLEMENTAÇÃO DA SOLUÇÃO NO VBA	41
3.1	SUB-ROTINAS.....	41
3.2	TELA DO PROGRAMA.....	49
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	54
4.1	DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA.....	54
4.2	CURVA DE IPR.....	55
4.3	OS EFEITOS DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS	56
4.3.1	Pressão na cabeça	56
4.3.2	Pressão de injeção do gás	56
4.4	O EFEITO DA PROFUNDIDADE DE INJEÇÃO.....	57

4.5	DIÂMETRO DA COLUNA.....	57
4.6	DIFERENCIAL DE PRESSÃO DA VÁLVULA OPERADORA.....	58
4.7	RESULTADOS DO PROGRAMA	59
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	61
	REFERÊNCIAS	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema do <i>gas lift</i> contínuo	17
Figura 2 – Válvula de <i>gas lift</i>	18
Figura 3 - Modelos de válvulas de <i>gas lift</i>	20
Figura 4 – Fator ψ para correção do <i>liquid holdup</i>	23
Figura 5 – Correlação para CN_1	23
Figura 6 - Correlação para ϵ_l/ψ	24
Figura 7 – Gráfico da IPR linear	38
Figura 8 – Gráfico da IPR de Vogel	39
Figura 9 – Curvas de pressão na coluna e no anular	44
Figura 10 – Representação gráfica do método da secante.....	45
Figura 11 – Comportamento do método da secante	46
Figura 12 – Fluxograma de pressões na coluna de produção	47
Figura 13 - Tela dos dados de entrada.....	49
Figura 14 – Tela da curva de desempenho do fluxo do poço	50
Figura 15 - Tela dos dados das curvas de Pressão versus Profundidade	50
Figura 16 – Gráfico das curvas de Pressão versus Profundidade	51
Figura 17 – Tela dos resultados.....	51
Figura 18 – Parâmetros de válvulas de <i>gas lift</i>	52
Figura 19 – Tela de seleção da melhor válvula	53
Figura 20 – Tela da válvula recomendada.....	53
Figura 21 – Modelo Linear.....	55
Figura 22 – Modelo de Vogel.....	55
Figura 23 – Resultado dos dados das curvas de Pressão versus Profundidade	60
Figura 24 – Resultado do gráfico das curvas de Pressão versus Profundidade	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de entrada do reservatório	41
Tabela 2 – Dados de entrada do fluido	41
Tabela 3 – Dados de entrada do poço.....	41
Tabela 4 – Dados de entrada das condições operacionais	42
Tabela 5 – Dados de entrada de projeto	42
Tabela 6 – Resultados do programa	42
Tabela 7 – Dados de entrada no programa	54
Tabela 8 – Variação da pressão na cabeça	56
Tabela 9 – Variação da pressão disponível no revestimento.....	57
Tabela 10 – Variação da vazão desejada	57
Tabela 11 – Variação do diâmetro da coluna de produção.....	58
Tabela 12 – Válvula recomendada	58
Tabela 13 – Variação do diferencial de pressão	59
Tabela 14 – Resultados do programa	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A_p	Área da tubulação [ft ²]
A_v	Área da porta [in]
API	Grau API do óleo [adimensional]
B_o	Fator volume do óleo [bbl/stb]
B_g	Fator volume do gás [ft ³ /scf]
B_w	Fator volume da água [bbl/stb]
BSW	Percentual de água e sedimentos no fluido [%]
C_d	Coefficiente de descarga
d	Diâmetro da coluna [in]
f	Fator de fricção [adimensional]
G_{geo}	Gradiente geotérmico [°F/ft]
$Grad_{HG}$	Gradiente hidrostático do gás [psi/ft]
IP	Índice de produtividade [stb/d.psi]
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
k	Razão dos calores específico do gás
M	Peso molecular do gás [adimensional]
N_{lv}	Número de velocidade do líquido [adimensional]
N_{gv}	Número de velocidade do gás [adimensional]
N_d	Número de diâmetro do tubo [adimensional]
N_l	Número de viscosidade do líquido [adimensional]
P_{bolha}	Pressão de bolha [psi]
P_i	Pressão de injeção na profundidade da posição da válvula [psia]
P_p	Pressão de produção na profundidade da posição da válvula [psia]
P_{pc}	Pressão pseudo-crítica [psia]
P_{pr}	Pressão pseudo-reduzida [adimensional]
$\bar{P}_r$	Pressão estática média do reservatório [psi]
P_{teste}	Pressão de teste [psi]
P_{wf}	Pressão de fluxo no fundo do poço [psi]

$Prof_{form}$	Profundidade da formação [ft]
$Prof_{valv}$	Profundidade da válvula operadora [ft]
$q_{desejada}$	Vazão de produção desejada [stb/d]
q_{gi}	Vazão de gás de injeção [Mscf/d]
$q_{g\ sc}$	Vazão de gás da válvula de orifício [Mscf/d]
$q_{l\ sc}$	Vazão de líquidos em condição padrão [stb/d]
$q_{o\ sc}$	Vazão de óleo em condição padrão [stb/d]
Q_{teste}	Vazão de teste [stb/d]
q_{max}	Vazão de produção máxima [stb/d]
RGLI	Razão gás-líquido de injeção [scf/stb]
RGO	Razão gás-óleo de produção [scf/stb]
RGO_i	Razão gás - óleo de injeção [scf/stb]
RGLT	Razão gás-líquido total [scf/stb]
R_s	Razão de solubilidade [scf/stb]
T	Temperatura [°F]
T_{cab}	Temperatura na cabeça [°F]
T_{for}	Temperatura da formação [°F]
T_{pc}	Temperatura pseudo-crítica [°F]
T_{pr}	Temperatura pseudo-reduzida [adimensional]
T_v	Temperatura na válvula, °R
VBA	Visual <i>Basic for Applications</i>
v_m	Velocidade da mistura [ft/s]
v_s	Velocidade de escorregamento [ft/s]
v_{sg}	Velocidade superficial do gás [ft/s]
v_{sl}	Velocidade superficial do líquido [ft/s]
Y	Fator de expansão
Z_v	Fator de compressibilidade do gás na profundidade da válvula [adimensional]

Letras gregas:

ΔP	Diferencial de pressão
γ_o	Densidade relativa do óleo [adimensional]
γ_w	Densidade relativa da água produzida [adimensional]
γ_g	Densidade relativa do gás [adimensional]
γ_{gd}	Densidade do gás dissolvido [adimensional]
γ_{gl}	Densidade do gás livre [adimensional]
Ψ	Fator de correção do <i>liquid holdup</i> [adimensional]
λ_g	<i>Holdup</i> do gás sem escorregamento [adimensional]
ε_l	<i>Liquid holdup</i> [adimensional]
λ_l	<i>Liquid Holdup</i> sem escorregamento [adimensional]
ρ_m	Massa específica da mistura [lb/ft ³]
ρ_{ns}	Massa específica da mistura sem escorregamento [lb/ft ³]
ρ_o	Massa específica do óleo [lbm/ft ³]
ρ_g	Massa específica do gás [lbm/ft ³]
ρ_l	Massa específica do líquido [lbm/ft ³]
σ_l	Tensão interfacial [dina/cm]
μ_w	Viscosidade da água [cP]
μ_l	Viscosidade do líquido [cP]
μ_g	Viscosidade do gás [cP]
$\mu_{\text{óleo vivo}}$	Viscosidade do óleo vivo [cP]
$\mu_{\text{óleo morto}}$	Viscosidade do óleo morto [cP]

1 INTRODUÇÃO

O método de elevação de petróleo por *gas lift* contínuo é uma das principais e mais utilizadas formas de elevação artificial, pois necessita de pouco espaço na plataforma e é adequado para poços de alta produtividade que requerem um método de elevação confiável, com poucas chances de falhas. Esse método é frequentemente empregado em poços que produzem fluidos com elevada razão gás-líquido, sendo de fácil manutenção, na maioria dos casos, por precisar somente da intervenção de *wireline*.

Um compressor, na superfície, desloca gás através de uma linha de injeção até o anular do poço. O gás comprimido passa através de uma válvula operadora que é instalada numa profundidade tal que a pressão no anular seja maior que a pressão no interior da coluna de produção. A vazão de gás através da válvula, que depende do diferencial de pressão anular-coluna, reduz a massa específica média da mistura de fluidos presentes na coluna de produção, reduzindo a pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}), e, consequentemente, aumentando a vazão dos fluidos vindos do reservatório para o poço e deste, à superfície.

O projeto do sistema de elevação artificial por *gas lift* contínuo consiste em definir a profundidade da válvula operadora, diâmetro da porta, vazão de gás de injeção, posicionamento e calibração das válvulas de descarga do poço. Estes últimos tópicos não serão objeto deste estudo. São dados requeridos para o projeto: a pressão de gás disponível, propriedades dos fluidos, parâmetros de reservatório e poço.

As condições de contorno do problema permitem definir uma vazão de produção desejada que seja obtida utilizando-se a menor vazão de gás possível que resulte numa pressão na cabeça igual ou levemente superior a pressão requerida para o escoamento desde a cabeça do poço até o separador de produção.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta computacional para realizar o dimensionamento do *gas lift* contínuo como método de elevação artificial de um poço vertical de petróleo.

1.1.1 Objetivos específicos

- Implementação de funções para os cálculos das equações de propriedades dos fluidos e da correlação empírica de escoamento multifásico;
- Implementação de sub-rotinas para cálculo dos parâmetros de projeto;
- Testes e avaliação dos resultados.

1.2 METODOLOGIA

Para atingir os objetivos, será realizado um levantamento bibliográfico do princípio de funcionamento do *gas lift* contínuo, das válvulas de *gas lift*, de correlações empíricas para escoamento multifásico, das equações das propriedades dos fluidos e desempenho do fluxo dos poços de petróleo.

Será desenvolvida uma ferramenta computacional para o dimensionamento do sistema *gas lift* contínuo escrito na linguagem de programação *Visual Basic for Applications* (VBA) do Microsoft Office Excel. Utilizando todo o conhecimento teórico, o algoritmo será desenvolvido em funções e sub-rotinas para os cálculos de parâmetros de projeto, determinando: a razão gás-líquido de injeção (RGLI) necessária para elevar o fluido até a superfície, posição de assentamento da válvula operadora na coluna de produção, pressão na profundidade da válvula operadora, vazão de gás de injeção, o tipo e o diâmetro de porta da válvula operadora de *gas lift* em conjunto com o diferencial de pressão de revestimento requerido.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Nessa seção serão abordados os aspectos teóricos fundamentais para o entendimento e desenvolvimento desse trabalho.

2.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO *GAS LIFT* CONTÍNUO

O método de elevação de petróleo por *gas lift* contínuo é bastante semelhante ao fluxo natural. Nesse método, o gás da formação é suplementado com gás de alta pressão a partir de uma fonte externa. A quantidade adequada de vazão de gás é injetada continuamente para dentro da coluna de produção numa profundidade máxima possível, misturando-se com o fluido produzido pelo poço, diminuindo sua massa específica e consequentemente, reduz o gradiente de pressão ao longo da coluna desde o ponto de injeção de gás à superfície. Esse sistema de elevação proporciona uma menor pressão de fluxo no fundo do poço abaixo da pressão estática, criando um diferencial de pressão que permite o fluxo do fluido para dentro do poço.

A pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}) requerida para elevar os fluidos do poço até a superfície através do *gas lift* contínuo é relativamente alta. Mesmo aumentado a RGLI, não é possível diminuir essa pressão abaixo de um valor mínimo, o qual é determinado pela vazão de líquido, profundidade do poço, diâmetro da coluna e outros parâmetros. Assim, a suficientemente alta pressão do reservatório é um requisito básico para a aplicação do *gas lift* contínuo.

2.1.1 Sistema do *gas lift* contínuo

O sistema do *gas lift* contínuo se apresenta no campo de operação como ilustra a Figura 1. Basicamente, é composta por uma fonte de injeção de gás a alta pressão

(compressor), um controlador de injeção de gás na superfície (*choke*), controlador de injeção de gás de subsuperfície (válvula de *gas lift*), equipamentos de separação (separador) e armazenamento dos fluidos produzidos.

É necessário ter controle sobre a injeção do gás para a eficiência do sistema. Nesse sentido, o *choke* controla a entrada do anular e a válvula operadora de *gas lift* realiza o controle na entrada da coluna de produção.

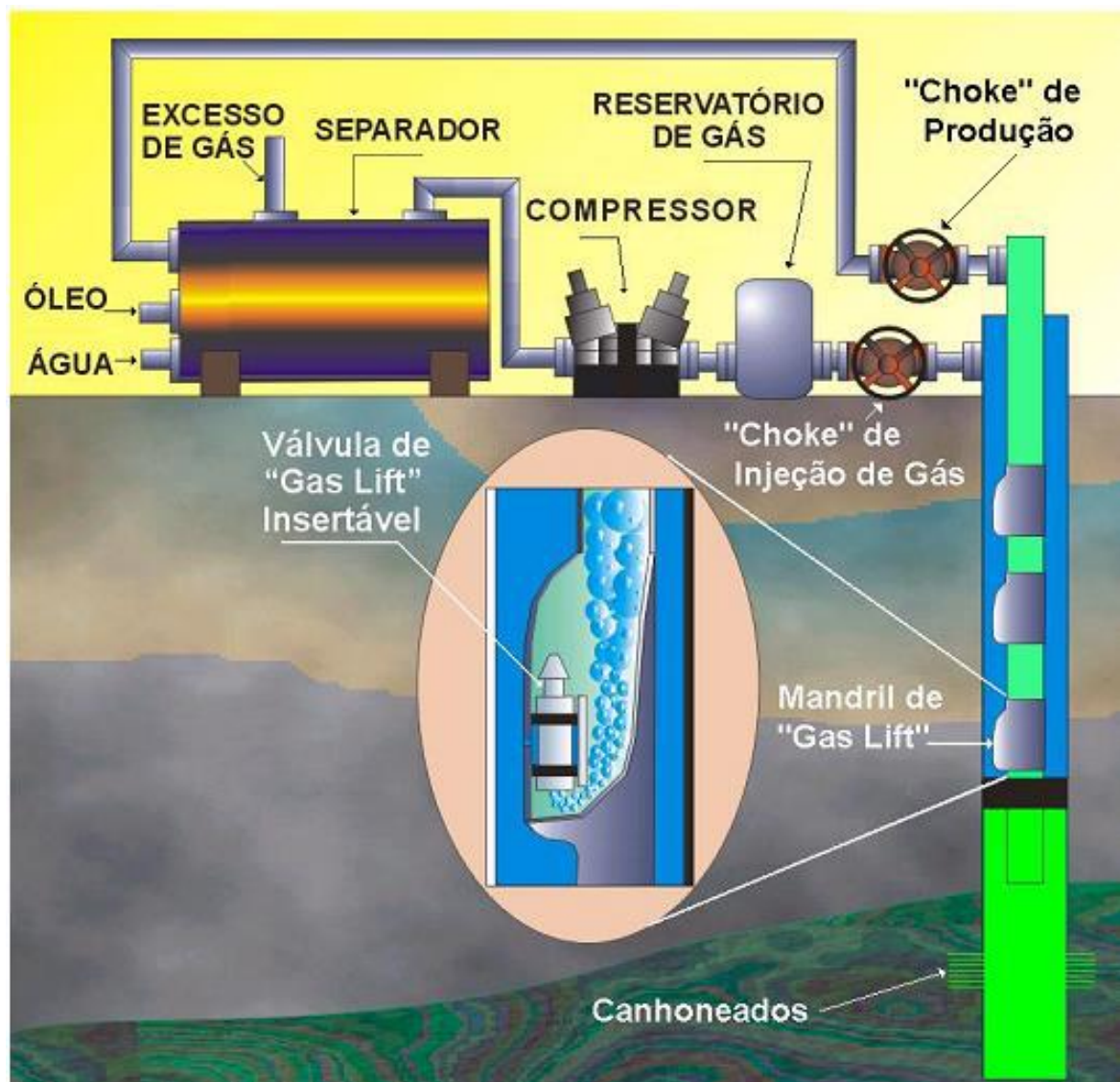


Figura 1 – Sistema do *gas lift* contínuo

Fonte: Góis Júnior (2014)

2.2 VÁLVULAS DE *GAS LIFT*

São válvulas instaladas no interior dos mandris de *gas lift*, em profundidades predeterminadas ao longo da coluna de produção. Para obter um funcionamento eficaz, a quantidade adequada de gás é conduzida pela utilização de válvulas de *gas lift* como dispositivo de controle de injeção no fundo do poço. Os principais tipos de válvulas de *gas lift* são:

- Orifício: serve para injeção de gás na coluna. Não permite passagem no sentido coluna-anular.
- Pressão: fica posicionada acima da válvula operadora (orifício), e é calibrada para fechar a determinada pressão no anular, quando então não mais permite o fluxo de gás através de si.
- Cega: serve para reservar uma posição estratégica na coluna para comunicação coluna-anular. Não é possível a circulação através desta válvula, tendo a mesma de ser retirada da bolsa do mandril para permitir a circulação.

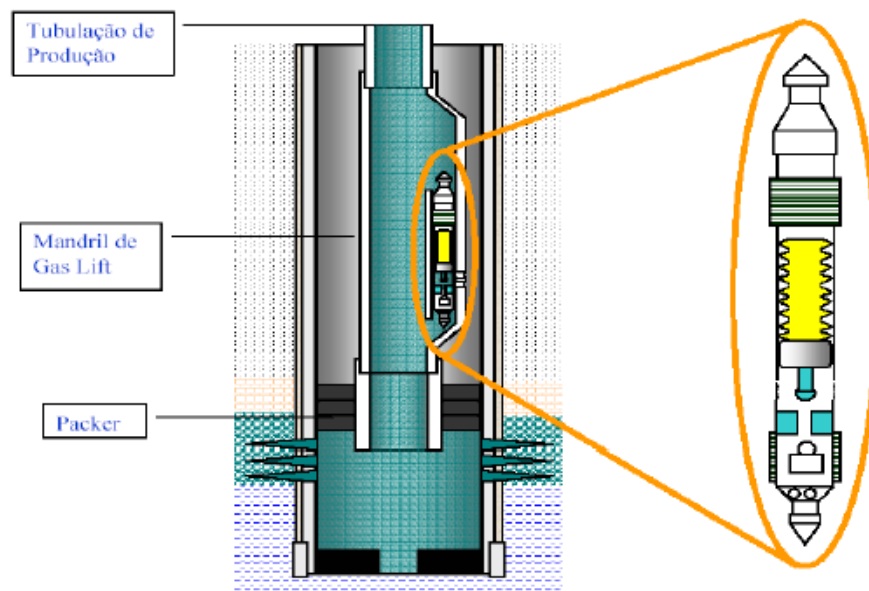


Figura 2 – Válvula de *gas lift*

Fonte: Costa (2015)

As válvulas de *gas lift* são classificadas segundo suas funções:

- Válvulas de descarga: facilitam a operação de descarga do poço, isto é, a retirada do fluido de amortecimento;
- Válvula operadora: controla o fluxo de gás do anular para o interior da coluna de produção durante o processo de injeção.

Apenas a válvula operadora será abordada nesse trabalho. Ela não prevê qualquer mecanismo de fechamento e, como todas as outras válvulas de *gas lift*, possui *check valve* que não permite a passagem de fluidos da coluna para o anular.

A Equação 1, descrita por Takács (2005), para modelos comerciais, calcula a capacidade de transferência de gás da válvula de orifício em Mscf/d.

$$q_{gsc} = 1241 A_v C_d Y \sqrt{\left(\frac{P_i (P_i - P_p)}{T_v Z_v \gamma_g} \right)} \quad (1)$$

O termo $C_d Y$ é encontrado pela equação 2 (TAKÁCS, 2005).

$$C_d Y = a \frac{P_i - P_p}{P_i k} + c \quad (2)$$

Para as equações 1 e 2 temos as seguintes nomenclaturas:

A_v – área da porta, in

C_d – coeficiente de descarga

Y – fator de expansão

P_i – pressão de injeção na profundidade da posição da válvula, psia

P_p – pressão de produção na profundidade da posição da válvula, psia

T_v – temperatura da válvula, °R

Z_v – fator de compressibilidade do gás na profundidade de posição da válvula

γ_g – densidade do gás injetado

k – razão dos calores específico do gás

a, c – coeficientes determinados para a válvula e porta

A Figura 3 (TAKÁCS, 2005) contém, para alguns tipos de válvulas de *gas lift*, os diâmetros da porta e os coeficientes a e c determinados para a válvula e porta.

Valve Manuf.	Valve Type	Port Size	a	c
		in	-	-
CAMCO	BK	1/8	-0,394	0,64
	BK	3/16	-0,416	0,466
	BK	1/4	-0,347	0,407
	BK	5/16	-0,255	0,346
CAMCO	BK1	3/16	-0,964	0,904
	BK1	1/4	-0,701	0,774
	BK1	5/16	-0,885	0,765
	BK1	3/8	-0,356	0,499
McMurry	Jr STD	1/8	-0,773	0,864
	Jr STD	3/16	-0,972	0,864
	Jr STD	1/4	-0,746	0,767
	Jr STD	5/16	-0,362	0,541
MERLA	NM 16R	3/16	-0,541	0,68
	NM 16R	1/4	-0,595	0,706
	NM 16R	5/16	-0,339	0,582
CAMCO	R20	3/16	-0,943	0,945
	R20	1/4	-0,778	0,882
	R20	5/16	-0,655	0,769
	R20	3/8	-0,522	0,606

Figura 3 - Modelos de válvulas de *gas lift*

Fonte: Takács (2005)

2.3 CORRELAÇÃO EMPÍRICA PARA ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Neste trabalho foi utilizada a correlação empírica para escoamento multifásico de Hagedorn e Brown modificada para o cálculo do gradiente de pressão, por ser uma das correlações mais utilizadas na indústria do Petróleo. Essa correlação é baseada no *liquid holdup* e não há padrões de fluxo distinguidos.

2.3.1 Correlação de Hagedorn e Brown

A Equação 3 (TAKÁCS, 2005), expressa o gradiente de pressão em psi/ft.

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \rho_m + 1,294 \times 10^{-3} f \frac{\rho_{ns}^2 v_m^2}{\rho_m d} + 2,16 \times 10^{-4} \rho_m v_m \frac{dv_m}{dh} \quad (3)$$

Ela é válida somente para as unidades a seguir:

ρ_{ns} – massa específica da mistura sem escorregamento, lb/ft³

ρ_m – massa específica da mistura, lb/ft³

f – fator de fricção, adimensional

v_m – velocidade da mistura, ft/s

d – diâmetro da coluna, in

A massa específica da mistura é calculada a partir da fração de líquido:

$$\rho_m = \rho_l \varepsilon_l + \rho_g \varepsilon_g \quad (4)$$

Pode-se calcular o *liquid holdup* (ε_l) através da seguinte equação:

$$\varepsilon_l = \frac{\varepsilon_l}{\psi} \quad (5)$$

O termo $\frac{\varepsilon_l}{\psi}$ é obtido de uma curva que depende dos grupamentos adimensionais: número de velocidade do líquido (N_{lv}), número de velocidade do gás (N_{gv}), número de diâmetro do tubo (N_d) e número de viscosidade do líquido (N_l), mostradas nas Equações 6 a 9.

$$N_{lv} = 1,938 v_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_l}} \quad (6)$$

$$N_{gv} = 1,938 v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_l}} \quad (7)$$

$$N_d = 10,1 d \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_l}} \quad (8)$$

$$N_l = 0,157 \mu_l^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_l \sigma_l^3}} \quad (9)$$

Onde:

ρ_l – massa específica do líquido, lb/ft³

σ_l – tensão interfacial, dina/cm

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

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

μ_l – viscosidade do líquido, cP

d – diâmetro da tubulação, in

Para determinar o ε_l , foi realizada uma análise adimensional resultando nos seguintes grupamentos adimensionais:

$$\frac{N_{gv} N_l^{0,38}}{N_d^{2,14}} \quad (10)$$

$$\frac{N_{lv}}{N_{gv}^{0,575}} \left(\frac{p}{p_{sc}} \right)^{0,1} \frac{CN_l}{N_d} \quad (11)$$

A partir do gráfico apresentado na Figura 4, entrando com o grupamento adimensional 10, obtém-se o fator ψ para correção do *liquid holdup*.

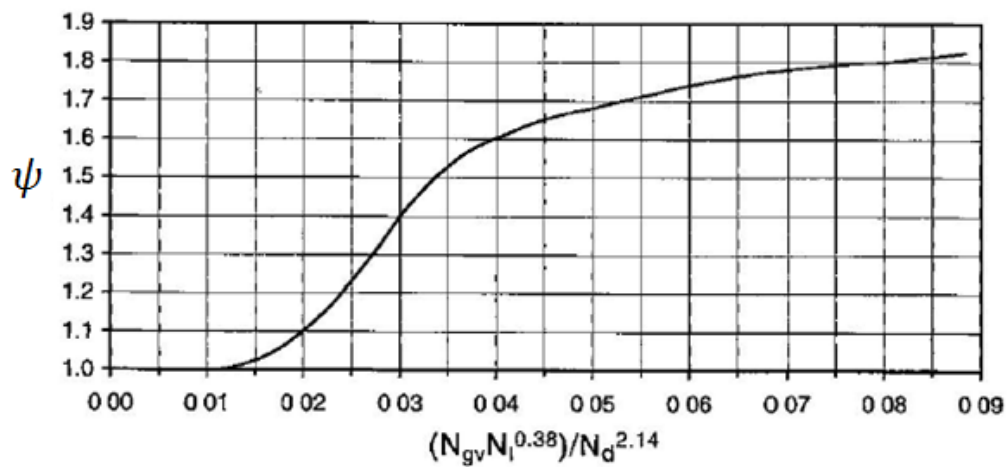


Figura 4 – Fator ψ para correção do *liquid holdup*

Fonte: Costa (2015)

Entrando com o valor de N_l (Equação 9), no gráfico da Figura 5, o valor do coeficiente CN_l para aplicação no grupamento adimensional (11) é encontrado.

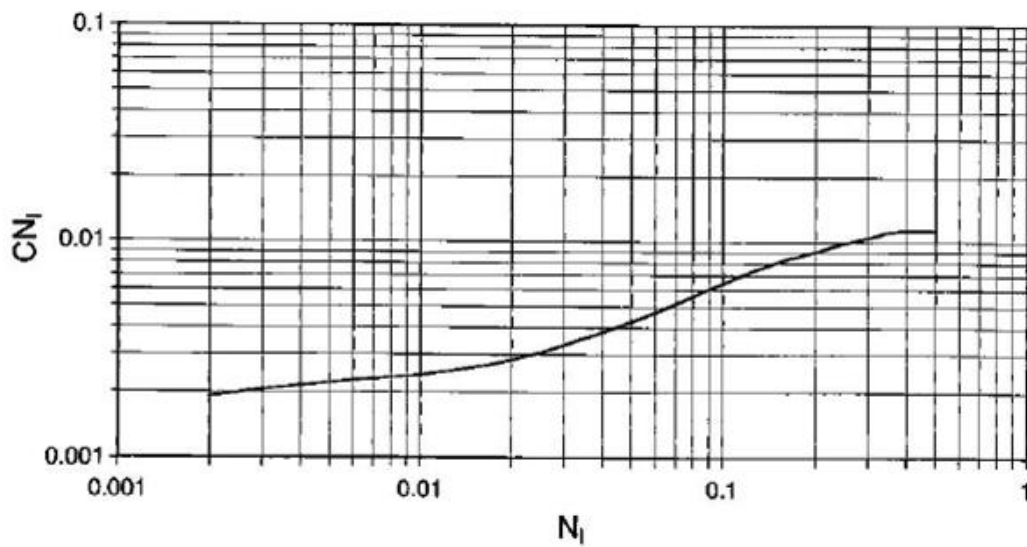


Figura 5 – Correlação para CN_l

Fonte: Costa (2015)

Com o valor do grupamento adimensional (11) é aplicado no gráfico da Figura 6, obtém-se a relação entre o *liquid holdup* e o fator ψ .

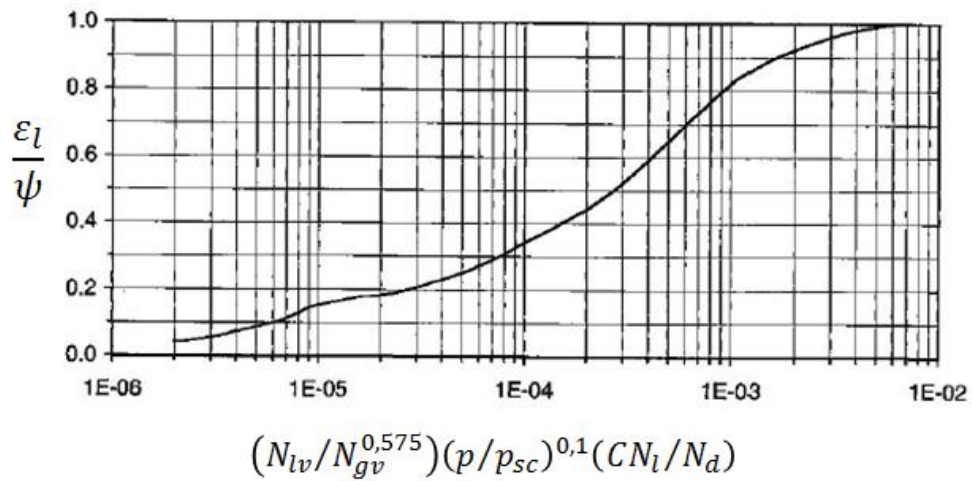


Figura 6 - Correlação para ε_l/ψ

Fonte: Costa (2015)

O fator de fricção é encontrado pelo número de Reynolds (COSTA, 2005) definido pela Equação 12.

$$N_{Re} = 124 \frac{\rho_{ns} v_m d}{\mu_m} \quad (12)$$

Onde a viscosidade da mistura em cP:

$$\mu_m = \mu_l^{\varepsilon_l} + \mu_g^{(1-\varepsilon_l)} \quad (13)$$

Das Equações 12 e 13:

ρ_{ns} – massa específica da mistura sem escorregamento, lb/ft³

v_m – velocidade da mistura, ft/s

d – diâmetro da tubulação, in

μ_l – viscosidade do líquido, cP

μ_g – viscosidade do gás, cP

ε_l – liquid holdup, adimensional

Utilizando esta correlação, observou-se que os gradientes encontrados eram muito baixos para baixas vazões e RGLs, sendo esta discrepância ainda mais evidente para maiores diâmetros de tubos. A origem deste problema se deu através da comparação do *liquid holdup* menor que o *liquid holdup* sem escorregamento. Para corrigir este problema, a proposta foi comparar o *liquid holdup* previsto com o *liquid holdup* sem escorregamento e assumir o maior valor.

Outra modificação realizada foi utilizar a correlação de Griffith-Wallis (Takács, 2005) caso o padrão de escoamento fosse bolhas no mapa de escoamento. Esta correlação é utilizada para calcular o *holdup* do gás sem escorregamento:

$$\lambda_g = \frac{1,071 - 0,2662v_m^2}{d} \quad (14)$$

v_m – velocidade superficial da mistura, ft/s

d – diâmetro da tubulação, in

Essa equação força o *liquid holdup* a ser maior ou igual a 0,13. Caso seja menor, o *liquid holdup* assume esse valor.

Sendo o padrão bolhas, a correlação de Grittifh usa uma velocidade de escorregamento constante de 0,8 ft/s entre as fases. Baseado nisto, o *liquid holdup* deve ser calculado a partir da seguinte equação (TAKÁCS, 2005):

$$\varepsilon_l = \frac{v_s - v_m + \sqrt{(v_s - v_m)^2 + 4v_s v_{sl}}}{2v_s} \quad (15)$$

v_s – velocidade de escorregamento, ft/s

v_m – velocidade da mistura, ft/s

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

2.4 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS

Serão apresentadas equações fundamentais para determinar as propriedades físicas do fluido em escoamento e as variáveis envolvidas no processo, usadas nas rotinas de cálculos no VBA.

2.4.1 Grau API

Na indústria do petróleo, a densidade relativa do óleo (γ_o) e o °API são relacionados pela Equação 16 (TAKÁCS, 2005):

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ\text{API}} \quad (16)$$

2.4.2 Densidade relativa

A densidade relativa é uma medida adimensional para líquido ou gás. Para os líquidos é a relação entre a massa específica do fluido e a massa específica da água pura. Para gases, será a relação entre a massa específica do gás e a massa específica do ar.

2.4.2.1 Densidade do gás dissolvido

A densidade do gás dissolvido é calculada pela correlação de Katz (BRILL; MUKHERJEE, 1999):

$$\gamma_{gd} = \frac{^\circ\text{API} + 12,5}{50 - 0,0000035715 \times ^\circ\text{API} \times R_s} \quad (17)$$

$^{\circ}\text{API}$ – grau API do óleo

R_S – razão de solubilidade, scf/stb

2.4.2.2 Densidade do gás livre

A densidade do gás livre (BRILL; MUKHERJEE, 1999):

$$\gamma_{gl} = \frac{\gamma_g RGO - \gamma_{gd} R_S}{RGO - R_S} \quad (18)$$

γ_g – densidade relativa do gás, adimensional

RGO – razão gás-óleo de produção, scf/stb

γ_{gd} – densidade do gás dissolvido, adimensional

R_S – razão de solubilidade, scf/stb

2.4.3 Massa específica

É a relação entre a massa do fluido e o volume ocupado, geralmente varia com pressão e temperatura.

2.4.3.1 Massa específica do óleo

A massa específica do óleo em determinada pressão e temperatura pode ser obtida pelo balanço de massa (COSTA, 2015) em lbm/ft^3 :

$$\rho_o = \frac{62,4 \times \Upsilon_o + 0,0136 R_s \Upsilon_{gd}}{B_o} \quad (19)$$

Υ_o – densidade relativa do óleo, adimensional

R_s – razão de solubilidade, scf/stb

Υ_{gd} – densidade do gás dissolvido, adimensional

B_o – fator volume do óleo, bbl/stb

2.4.3.2 Massa específica da água

A massa específica da água (COSTA, 2015) em lbm/ft³:

$$\rho_w = \frac{62,4 \Upsilon_w}{B_w} \quad (20)$$

ρ_w – massa específica da água, lbm/ft³

Υ_w – densidade relativa da água produzida, adimensional

B_w – fator volume formação da água, bbl/stb

2.4.3.3 Massa específica do gás

A massa específica do gás (BRILL; MUKHERJEE, 1999) em lbm/ft³:

$$\rho_g = \frac{2,7 \Upsilon_{gl} P}{Z T} \quad (21)$$

Υ_{gl} – densidade do gás livre, adimensional

P – pressão, psia

Z – fator de compressibilidade, adimensional

T – temperatura, °F

2.4.4 Viscosidade

A viscosidade é a resistência do fluido ao escoamento. A viscosidade de fluido varia normalmente com a pressão e temperatura e tem um grande efeito sobre a perda de carga em fluxos monofásicos e multifásicos. A unidade das correlações de viscosidade abaixo é em centipoise (cP).

2.4.4.1 Viscosidade do óleo morto

O óleo morto é o óleo sem a presença de gás. A viscosidade do óleo morto calculado pela correlação de Beal (BRILL; MUKHERJEE, 1999):

$$\mu_{\text{óleo morto}} = 0,32 + \frac{1,8 \times 10^7}{^{\circ}\text{API}^{4,53}} \left(\frac{360}{T + 200} \right)^a \quad (22)$$

Onde:

$$a = 10^{0,43 + \frac{8,33}{^{\circ}\text{API}}} \quad (23)$$

$^{\circ}\text{API}$ – grau API do óleo

T – temperatura, $^{\circ}\text{F}$

2.4.4.2 Viscosidade do óleo vivo

O óleo vivo é o óleo com presença de gás. A viscosidade do óleo vivo pela correlação de Chew and Connally (TAKÁCS, 2005):

$$\text{Visc}_{\text{óleo vivo}} = a \text{Visc}_{\text{óleo morto}}^b \quad (24)$$

$$a = 0,2 + 0,8 \times 10^{-0,00081R_s} \quad (25)$$

$$b = 0,43 + 0,57 \times 10^{-0,00072R_s} \quad (26)$$

Visc_{óleo morto} - viscosidade do óleo morto, cP

R_s - razão de solubilidade, scf/stb

2.4.4.3 Viscosidade do gás

A viscosidade do gás foi determinada pela correlação de Lee et al. (TAKÁCS, 2005):

$$\mu_g = 0,00001 K e^{X \frac{\rho_g}{62,4}^y} \quad (27)$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M)T_a^{1,5}}{209 + 19M + T_a} \quad (28)$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T_a} + 0,01M \quad (29)$$

$$y = 2,4 - 0,2X \quad (30)$$

$$M = 29Y_g \quad (31)$$

Das equações 27 a 31 temos que:

ρ_g – massa específica do gás, lbm/ft³

T_a – temperatura absoluta, °R

M – peso molecular do gás, adimensional

Y_g – densidade relativa do gás, adimensional

2.4.4.4 Viscosidade da água

A viscosidade da água é definida pela correlação de Wan Wigen (BRILL, MUKHERJEE, 1999):

$$\mu_w = e^{1,003 - 0,01479 \times T + 0,00001982 \times T^2} \quad (32)$$

T – temperatura, °F

2.4.5 Pressão de bolha

Em algumas condições, o petróleo bruto e o gás liberado estão presentes, isto significa que qualquer pequena diminuição na pressão resulta em desprendimento do gás a partir do óleo. O óleo está, portanto, na sua pressão no ponto de bolha. Para estima-lo foi usada a correlação de Standing (TAKÁCS, 2005) em psi:

$$P_{\text{bolha}} = 18 \left(\frac{RGO}{Y_g} \right)^{0,83} 10^y \quad (33)$$

$$y = 0,00091T - 0,0125^\circ\text{API} \quad (34)$$

RGO – razão gás-óleo de produção, scf/stb

Y_g – densidade relativa do gás, adimensional

T – temperatura em °F

°API - grau API do óleo

2.4.6 Razão de solubilidade

Abaixo da pressão de bolha, óleo e gás liberado coexistem em equilíbrio. Isto significa que decréscimos na pressão fazem com que mais gás, caso esteja disponível, seja liberado da solução. Para estabelecer a quantidade de gás dissolvida ao óleo utiliza-se o parâmetro denominado razão de solubilidade. Usando a correlação de Standing (TAKÁCS, 2005), a razão de solubilidade em scf/stb é:

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P}{18 \times 10^y} \right)^{1,205} \quad (35)$$

$$y = 0,00091T - 0,0125^\circ\text{API} \quad (36)$$

γ_g – densidade relativa do gás, adimensional

P – pressão, psia

T – temperatura, °F

°API – grau API do óleo

Para pressões maiores que a pressão do ponto de bolha, a razão de solubilidade é constante e igual a razão gás-óleo (RGO). Nestas condições, o óleo é denominado subsaturado.

2.4.7 Fator volume

O fator volume de um dado fluido é utilizado para calcular volumes de fluidos reais em qualquer condição de volumes medidos nas condições padrão. O seu cálculo inclui os efeitos da pressão e temperatura, o qual tem um impacto no volume real.

2.4.7.1 Fator volume do óleo

A correlação de Standing (TAKÁCS, 2005) é a usada neste trabalho para o fator volume do óleo em bbl/stb é:

$$B_o = 0,972 + 1,47 \times 10^{-4} F^{1,175} \quad (37)$$

Onde:

$$F = R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1,25T \quad (38)$$

R_s – razão de solubilidade, scf/stb

γ_g – densidade relativa do gás

γ_o – densidade relativa do óleo

T – temperatura, °F

2.4.7.2 Fator volume do gás

O fator volume para o gás, medido em ft³/scf, calculado pela equação de estado dos gases reais (TAKÁCS, 2005):

$$B_g = \frac{0,0283ZT}{P} \quad (39)$$

Z – fator de compressibilidade, adimensional

T – temperatura absoluta, °R

P – pressão, psia

2.4.8 Fator de compressibilidade do gás

É o fator de correção de um modelo de gás ideal em um modelo real. Pela correlação de Papay (TAKÁCS, 2005) é dado por:

$$Z = 1 - \frac{3,52P_{pr}}{10^{0,9813T_{pr}}} + \frac{0,274P_{pr}^2}{10^{0,8157T_{pr}}} \quad (40)$$

A pressão e temperatura pseudo-críticas são calculadas pela correlação de Hankinson-Thomas-Phillips (TAKÁCS, 2005):

$$P_{pc} = 709,6 - 56,7Y_g \quad (41)$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3Y_g \quad (42)$$

P_{pc} – pressão pseudo-crítica, psia

T_{pc} – temperatura pseudo-crítica, °R

Y_g – densidade relativa do gás, adimensional

A pressão e a temperatura pseudo-reduzidas são:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (43)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (44)$$

P_{pr} – pressão pseudo-reduzida, adimensional

T_{pr} – temperatura pseudo-reduzida, adimensional

P – pressão, psia

T – temperatura absoluta, °R

2.4.9 Gradiente hidrostático do gás

A equação do gradiente hidrostático do gás (TAKÁCS, 2005) em psi/ft:

$$\text{GradHG} = \frac{0,01877 \gamma_g P}{ZT} \quad (45)$$

γ_g – densidade do gás, adimensional

P – pressão, psia

Z – fator de compressibilidade, adimensional

T – temperatura absoluta, °R

2.4.10 Velocidade superficial

A velocidade superficial é definida como a velocidade de uma fase fluida na qual essa fase estaria sujeita se fluísse pela seção transversal total do tubo.

2.4.10.1 Velocidade superficial do líquido

Velocidade superficial do líquido (COSTA, 2015) em ft/s:

$$v_{sl} = \frac{6,5 \times 10^{-5} q_{lsc} (1 - BSW) B_o + BSW B_w}{A_p} \quad (46)$$

q_{lsc} – vazão de líquidos em condição padrão, stb/d

B_o – fator volume formação do óleo, bbl/stb

B_w – fator volume formação da água, bbl/stb

BSW – percentual de água e sedimentos no fluido, comparada com a produção total, %

A_p – área da tubulação, ft^2

2.4.10.2 Velocidade superficial do gás

Velocidade superficial do gás (COSTA, 2015) em ft/s :

$$v_{sg} = \frac{1,16 \times 10^{-5} q_{o\ sc} (RGO - R_s) B_g}{A_p} \quad (47)$$

$q_{o\ sc}$ – vazão de óleo em condição padrão, stb/d

RGO – razão gás-óleo de produção, scf/stb

R_s – razão de solubilidade, scf/stb

B_g – fator volume para o gás, ft^3/scf

A_p – área da tubulação, ft^2

2.5 DESEMPENHO DO FLUXO DOS POÇOS DE PETRÓLEO

O projeto de um sistema de elevação artificial de petróleo requer um conhecimento exato das vazões de fluidos que podem ser produzidas a partir do reservatório através do poço.

A descrição apropriada do comportamento do poço exige a relação entre a pressão de fluxo no fundo disponível e a vazão de fluidos no meio poroso, a função resultante é chamada *inflow performance relationship* (IPR) e é geralmente obtida pela execução de testes no poço, onde as pressões são medidas na profundidade média dos canhoneados e as vazões medidas em condições de superfície. Os dois modelos abordados no trabalho que representam o fluxo no meio poroso são o Linear e o de Vogel, onde cada um possui condições específicas para sua aplicação.

Num determinado período de tempo, para pressões de fluxo acima da pressão de saturação, o índice de produtividade (IP), definida como sendo a capacidade de fluxo de um

poço, permanece constante e os fluidos que entram no poço tem um comportamento monofásico.

Na maioria dos poços de elevação artificial, a pressão de fluxo no fundo do poço é menor do que a pressão de saturação. A liberação de gás em solução, devido à diminuição da pressão no poço cria um perfil de saturação de gás crescente do reservatório para o poço e simultaneamente diminui a permeabilidade efetiva do líquido. A vazão de líquido é conseqüentemente diminuída em comparação com condições de escoamento monofásico e o poço produz menos líquido do que indicados no modelo linear.

2.5.1 O conceito índice de produtividade

A abordagem mais simples para descrever o desempenho fluxo de poços de petróleo é a utilização do conceito índice de produtividade. Foi desenvolvida usando as seguintes hipóteses simplificadoras:

- Fluxo é radial em torno do poço;
- Um líquido de fase única está fluindo;
- Distribuição da permeabilidade na formação é homogênea;
- A formação está completamente saturada com o líquido dado.

Para as condições anteriores, a Equação 48 (MAITELLI, 2014) pode ser resolvida para a vazão de produção.

$$q = \frac{IP}{(\bar{P}_r - P_{wf})} \quad (48)$$

$\bar{P}_r$ – pressão estática média do reservatório, psi

2.5.1.1 Índice de produtividade linear

Para traçar a curva de IPR linear admitiu-se que o índice de produtividade permanecesse constante para qualquer pressão, depois de rearranjada a Equação 48, para traçar a curva de IPR linear, a P_{wf} passou a ser a Equação 49 (MAITELLI, 2014).

$$P_{wf} = \bar{P}_r - \frac{q}{IP} \quad (49)$$

$\bar{P}_r$ – pressão estática média do reservatório, psi

q – vazão de produção na pressão de fundo do poço P_{wf} , stb/d

Esse método de IPR indica que o fluxo de líquido num poço é diretamente proporcional à depleção da pressão, como uma linha reta num diagrama de pressão versus vazão, Figura 7. O ponto inicial da linha IP é a pressão média do reservatório ($\bar{P}_r$), a uma vazão de fluxo de zero, e o ponto final é vazão máxima potencial a uma P_{wf} igual a zero. Essa última vazão, em prática, não é possível atingir, só é usada para comparar a capacidade de diferentes poços.

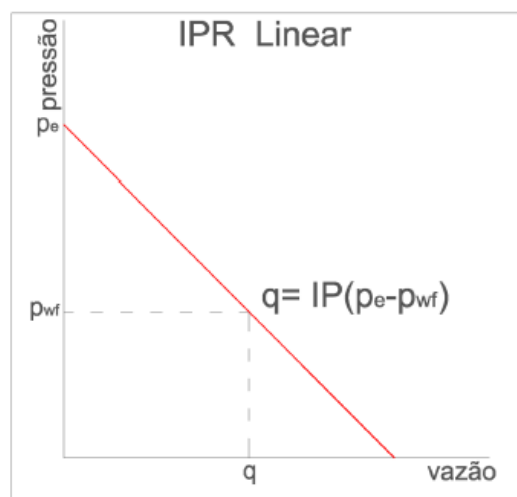


Figura 7 – Gráfico da IPR linear

Fonte: Maitelli (2014)

2.5.1.2 Correlação de Vogel

Vogel usou um simulador de reservatório numérico para estudar o IP dos poços para unidades de reservatórios com gás em solução. Ele considerou casos abaixo da pressão do ponto de bolha e variação com o abaixamento da pressão, fluidos e propriedades da rocha. Após a execução de várias combinações, Vogel encontrou que todas as curvas de IPR calculadas exibiram a mesma forma geral dando resultados confiáveis para praticamente qualquer poço de petróleo com P_{wf} abaixo do ponto de bolha. A Equação 50 (MAITELLI, 2014), é a forma mais aproximada por uma equação adimensional e a Figura 8 representa o declínio da curva da IPR de Vogel.

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\overline{P}_r} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r} \right)^2 \quad (50)$$

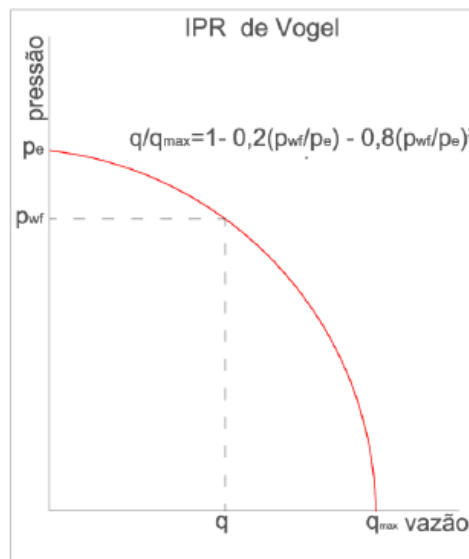


Figura 8 – Gráfico da IPR de Vogel

Fonte: Maitelli (2014)

Adotando:

$$z = \frac{q}{q_{\max}} \quad (51)$$

$$x = \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \quad (52)$$

Substituindo os termos das Equações 52 e 53 na 51, temos que:

$$\therefore z = 1 - 0,2x - 0,8x^2 \quad (53)$$

$$0,8x^2 + 0,2x + z - 1 = 0 \quad (54)$$

Resolvendo a Equação 54:

$$x = \frac{-0,2 \mp \sqrt{0,04 - 3,2(z - 1)}}{1,6} \quad (55)$$

Substituindo a Equação 51 e 52 na solução anterior, a P_{wf} da curva de IPR será dada por:

$$P_{wf} = \frac{-0,2 + \sqrt{0,04 - 3,2\left(\frac{q}{q_{\max}} - 1\right)}}{1,6} \bar{P}_r \quad (56)$$

q – vazão de produção na pressão de fundo do poço P_{wf} , stb/d

$q_{\max}$ – vazão de produção máxima, stb/d

$\bar{P}_r$ – pressão estática média do reservatório, psi

3 IMPLEMENTAÇÃO DA SOLUÇÃO NO VBA

O propósito deste trabalho foi desenvolver uma ferramenta computacional para dimensionar os parâmetros de projeto do sistema de elevação artificial do *gas lift* contínuo. Nesse capítulo serão exibidos os procedimentos da solução do programa, implementados no VBA, através de um recurso de um botão de cálculo.

3.1 SUB-ROTINAS

Inicialmente, o usuário deverá inserir as seguintes informações nos dados de entrada:

Tabela 1 – Dados de entrada do reservatório

Dados do reservatório
Pressão estática (psi)
Modelo de IPR (0=Linear, 1=Vogel)
Pressão de teste, psi
Vazão de teste, stb/d
Profundidade da formação, ft
Temperatura na cabeça, °F
Temperatura da formação, °F

Tabela 2 – Dados de entrada do fluido

Dados dos fluidos
Grau API
BSW (%)
RGO (scf/stb)
Densidade do gás
Densidade da água

Tabela 3 – Dados de entrada do poço

Dados do poço
Diâmetro de revestimento (in)
Diâmetro da coluna de produção (in)

Tabela 4 – Dados de entrada das condições operacionais

Condições operacionais
Pressão disponível no revestimento (psi)
Pressão na cabeça requerida (psi)

Tabela 5 – Dados de entrada de projeto

Dados de projeto
Vazão desejada (stb/d)
Diferencial de pressão na válvula de <i>gas lift</i> (psi)
Número de segmentos da curva de Pressão x Profundidade
Números de pontos da curva de IPR

Para obter os resultados na planilha do Excel, disponibilizados na Tabela 6, aperta-se o botão “CALCULAR”.

Tabela 6 – Resultados do programa

Resultados
Pontos e curva de IPR de Pressão de fluxo no fundo do poço x Vazão
Pontos e curvas de Pressão x Profundidade
RGLI (scf/stb)
Profundidade da válvula operadora (ft)
Pressão na coluna na profundidade da válvula operadora (psi)
Vazão de gás de injeção (Mscf/d)
Gradiente Geotérmico (F/ft)
Válvula recomendada
Novo diferencial de pressão requerido (psi)

O código implementado obedecerá às rotinas de cálculos, que serão explicadas nos três passos a seguir.

1º. Passo: A sub-rotina denominada de “SubPwfIP”, calcula os pontos de pressão e vazão para traçar as curvas de desempenho do poço, neste trabalho foram utilizadas duas opções de modelo de IPR: linear e de Vogel. Os dados de entrada necessários para obter o desempenho da curva são: pressão estática, pressão de teste, vazão de teste, modelo de IPR, vazão desejada e número de pontos da IPR. O primeiro ponto da curva de IPR será com o poço fechado, ou seja, a vazão será zero e, conseqüentemente, a P_{wf} será igual à pressão do reservatório. O declínio da pressão de fluxo com o aumento da vazão ocorrerá até P_{wf} ser

zero. Se o usuário escolher obter a curva Linear, serão calculadas as vazões pela Equação 48, sendo o IP:

$$IP = \frac{Q_{teste}}{\bar{P}_r - P_{wf}} \quad (57)$$

Inserindo 1, para Vogel, os pontos de vazões pela Equação 50, sendo o q_{max} :

$$q_{max} = \frac{Q_{teste}}{\left[1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{teste}}{\bar{P}_r} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{teste}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right]} \quad (58)$$

Das Equações 57 e 58:

IP – índice de produtividade, stb/d.psi

$\bar{P}_r$ – pressão estática média do reservatório, psi

Q_{teste} – vazão de teste, stb/d

P_{teste} – pressão de teste, psi

P_{wf} – pressão de fluxo no fundo, psi

q_{max} – vazão máxima, stb/d

Deste modo, a planilha será preenchida com os pontos de P_{wf} 's e vazões, para então, poder ser visualizado o gráfico da curva de IPR.

2º. Passo: As sub-rotinas nomeadas de “Subprofvalv” e “SubPcabGL” serão comentadas em três etapas para os resultados da profundidade da válvula operadora, da pressão na profundidade da válvula operadora, a razão gás-líquido de injeção e os pontos divididos em trechos da superfície a profundidade final da formação associada as pressões no revestimento e na coluna de produção com e sem *gas lift*. Com esses pontos será feito o gráfico das curvas de Pressões versus Profundidade.

➤ Etapa I:

Para melhor entendimento do que ocorre no poço será realizado um procedimento gráfico da curva de Pressão versus Profundidade, esquematizado na Figura 9. Os pontos para

o gráfico são compostos de cinco colunas: profundidade do poço, pressões na coluna de produção sem *gas lift*, pressão no revestimento, profundidade do poço dividida em duas partes (porção acima e abaixo da posição de assentamento da válvula) e pressão na coluna de produção com *gas lift*.

O cruzamento entre a curva de pressão no revestimento e a curva de pressão na coluna de produção sem *gas lift* é chamado de ponto de balanço. A intersecção de uma linha imaginária de pressão no revestimento menos o diferencial de pressão estabelecido na válvula operadora e a curva de pressão de fluxo natural ao escoamento, determina a profundidade de injeção na coluna de produção a ser instalada a válvula operadora, chamado de ponto de injeção. Nesse ponto é encontrada também a pressão no ponto de injeção.

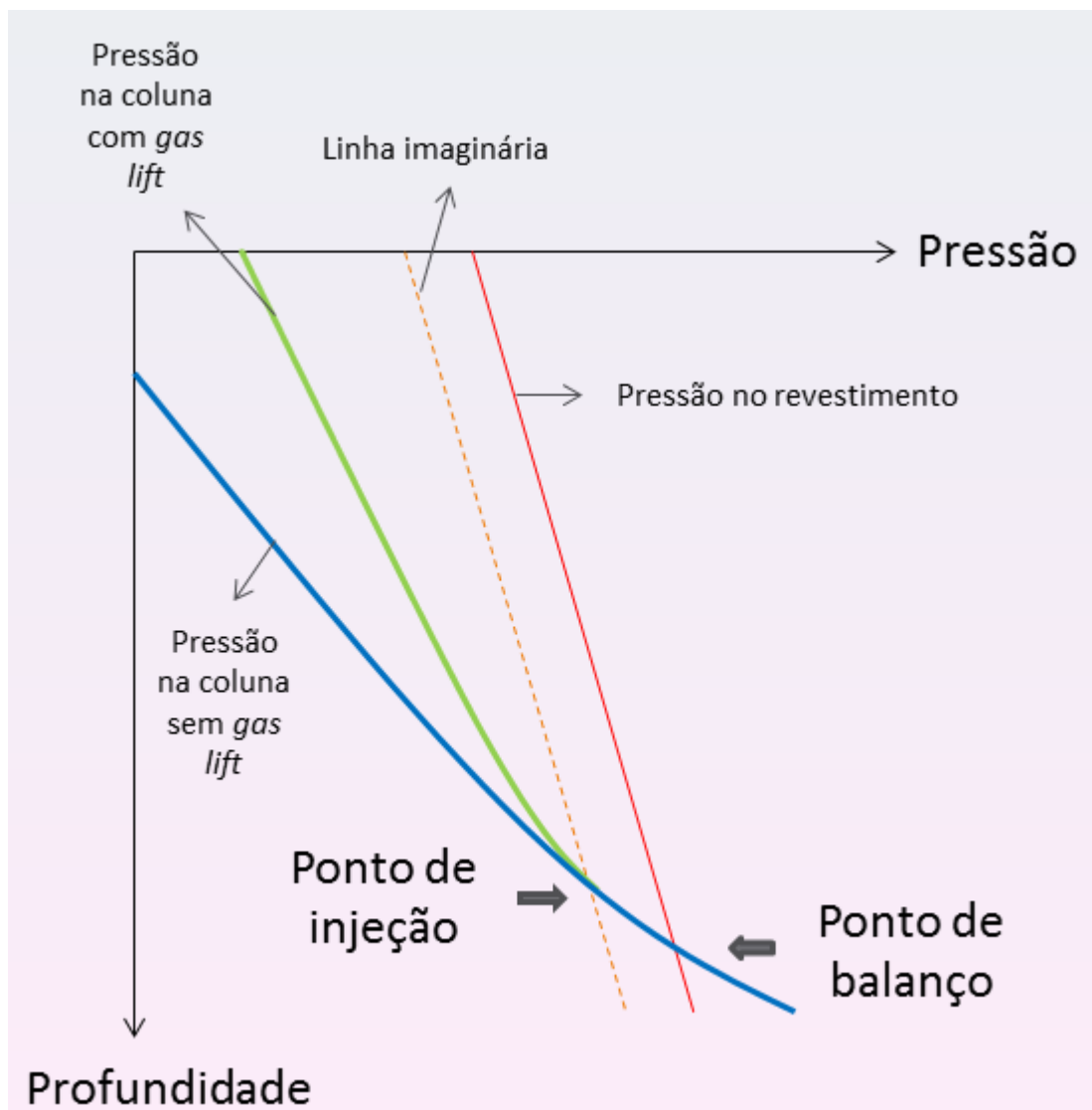


Figura 9 – Curvas de pressão na coluna e no anular

➤ Etapa II:

Para determinar a razão gás - óleo de injeção (RGO_i) necessária para elevar os fluidos produzidos por *gas lift* até a superfície foi aplicado o método da secante, representado pela Figura 10.

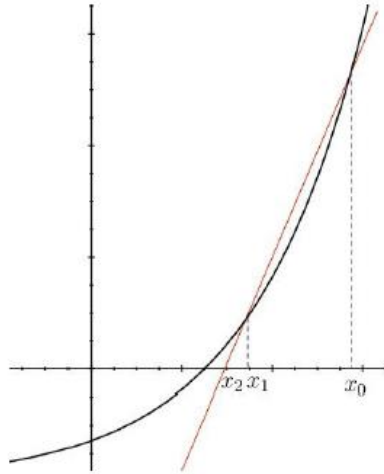


Figura 10 – Representação gráfica do método da secante

Fonte: Nobre (2011)

A solução é aproximar a derivada nos pontos pelo coeficiente angular da reta secante:

$$\frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad (59)$$

Sabendo que o ponto $y_2 = 0$, resolvendo assim a igualdade:

$$x_2 = x_1 - y_1 \left(\frac{x_1 - x_0}{y_1 - y_0} \right) \quad (60)$$

A Figura 11 expõe o comportamento deste método. O eixo y representa a pressão requerida na superfície menos a pressão na cabeça. O eixo x representa a RGO_i . Essa pressão de fluxo que chega a superfície é calculada usando um perfil de temperatura conhecido, funções de propriedades dos fluidos e da correlação empírica de escoamento multifásico. A iteração irá terminar quando a pressão na cabeça desejada e a calculada for menor que 1.

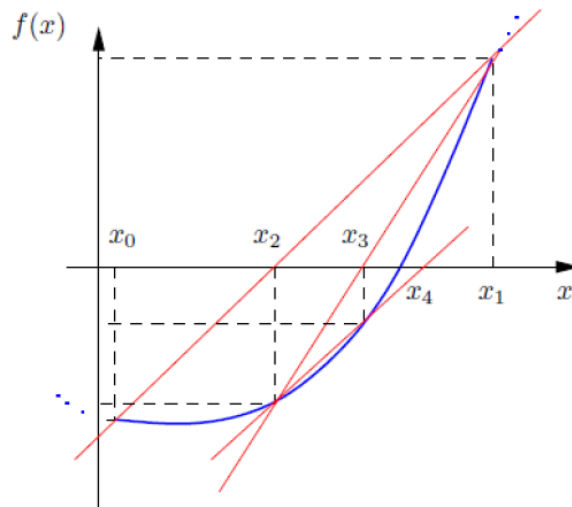


Figura 11 – Comportamento do método da secante

Fonte: Nobre (2011)

Sendo a razão gás-líquido de injeção (COSTA, 2015) na profundidade da válvula operadora:

$$RGLI = RGO_i \times (1 - BSW) \quad (61)$$

RGO_i – razão gás-óleo de injeção, scf/stb

BSW – percentual de água e sedimentos no fluido, comparada com a produção total, %

➤ Etapa III:

Depois de estabelecido os critérios de equações na etapa I e II serão reproduzidos os pontos para o gráfico da curva de Pressão versus Profundidade, o qual é feito em um sistema de coordenadas retangulares com a ordenada representando profundidade do poço (com zero no início) e a abscissa representando a pressão. A profundidade, dividida em segmentos da superfície até profundidade final da formação, será primeira coluna de pontos da curva de Pressão versus Profundidade.

A segunda coluna de pontos é da pressão na coluna de produção sem *gas lift*, os dados de pressão são calculados de baixo para cima, o último ponto é na profundidade dos canhoneados e seu valor de pressão é calculado pelo modelo de IPR, se for escolhido o linear, a P_{wf} é dada pela Equação 49, caso contrário, será pela correlação de Vogel (Equação 56). Os

pontos restantes do fluxo natural dos fluidos utiliza apenas a energia do gás da formação, e seu cálculo é representado pelo fluxograma na Figura 12, para as pressões de fluxo no escoamento em cada trecho.

Na terceira coluna, é para a curva de pressão no revestimento, o primeiro ponto é o valor de pressão disponível no revestimento, os pontos seguintes são somados ao gradiente hidrostático do gás (Equação 45).

Os pontos de pressões e profundidades com *gas lift* foi dividida em segmentos abaixo do ponto de injeção e acima da profundidade de injeção. A profundidade representa a 4ª coluna.

A 5ª coluna são os pontos de pressão na coluna de produção com o *gas lift*. Sendo o último ponto da pressão, na profundidade da formação, determinado pelo usuário através do modelo de IPR, os pontos restantes de pressões são calculados também pela rotina de cálculo do fluxograma da Figura 12, de baixo para cima até chegar à pressão na cabeça requerida para escoar a vazão de líquido até o separador de produção. Nessa curva, a razão gás-líquido total (RGLT), na profundidade da válvula operadora, para o fluxo acima do ponto de injeção é considerada:

$$RGLT = RGO + RGLI \quad (62)$$

RGO – razão gás-óleo da formação, scf/stb

RGLI – razão gas-líquido de injeção, scf/stb

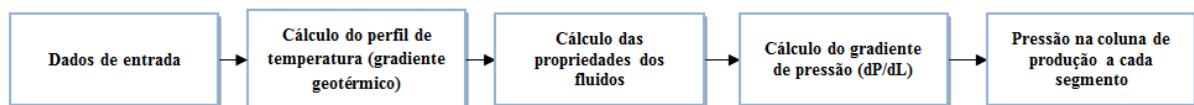


Figura 12 – Fluxograma de pressões na coluna de produção

3º. Passo: A solução para a vazão de gás de injeção, gradiente geotérmico, a válvula recomendada e o novo diferencial de pressão necessário estão incluídos para ser chamados na sub-rotina “SubPcabGL”.

A capacidade de vazão de gás das válvulas serão calculadas pela Equação 2, em que é necessário o diferencial de pressão, a pressão na coluna na profundidade da válvula operadora, a inserção dos parâmetros para a válvula (Figura 3) e o fator de compressibilidade calculado pela correlação de Papay (Equação 40).

A temperatura na válvula em °R, ela é dada por:

$$T_v = G_{geo} \times Prof_{valv} + T_{cab} \quad (63)$$

E o gradiente geotérmico em °F/ft:

$$G_{geo} = \frac{T_{for} - T_{cab}}{Prof_{form}} \quad (64)$$

Para as Equações 63 e 64:

$Prof_{valv}$ – profundidade da válvula operadora, ft

T_{for} – temperatura da formação, °F

T_{cab} – temperatura na cabeça, °F

$Prof_{form}$ – profundidade da formação, ft

A vazão de gás de injeção em Mscf/d:

$$q_{gi} = \frac{q_{desejada} \times RGLI}{1000} \quad (65)$$

$q_{desejada}$ – vazão de produção desejada, stb/d

RGLI – razão gás-líquido de injeção, scf/stb

A planilha oferecerá o número da válvula recomendada, o critério de escolha se dará sempre com a vazão de gás da válvula maior e mais próxima do valor da vazão de gás de injeção.

O passo final é para ajustar o diferencial de pressão necessário. O novo diferencial de pressão, que fora antes inserido nos dados de projetos, será um valor menor do que o inicialmente colocado, em que diminui a necessidade de gás de injeção na mesma vazão desejada.

3.2 TELA DO PROGRAMA

A Figura 13 mostra a tela que permite o usuário inserir os dados de entrada na ferramenta desenvolvida.

Dados de Reservatório	
Pressão Estática (psi)	2650
IPR (0=LINEAR, 1=VOGEL)	1
Pressão de Teste (psi)	1450
Vazão de Teste (stb/d)	800
Profundidade da Formação (ft)	8000
Temperatura na Cabeça (°F)	120
Temperatura da Formação (°F)	200

Dados de Fluidos	
Grau API	40
BSW (%)	40%
RGO (scf/stb)	400
Densidade do Gás	0,7
Densidade da Água	1,05

Dados do Poço	
Diâmetro de Revestimento (in)	7
Diâmetro da Coluna de Produção (in)	2 7/8

Condições Operacionais	
Pressão disponível no revestimento (psi)	900
Pressão na cabeça requerida (psi)	100

Dados de Projeto	
Vazão Desejada (stb/d)	870
ΔP na VGL (psi)	150
Nº de Segmentos da Curva de Pressão x Profundidade	20
Nº de pontos da Curva de IPR	20

CALCULAR

Figura 13 - Tela dos dados de entrada

As figuras abaixo são as telas dos resultados após as sub-rotinas dos cálculos do programa. A figura 14 exhibe os dados e o gráfico da curva de IPR.

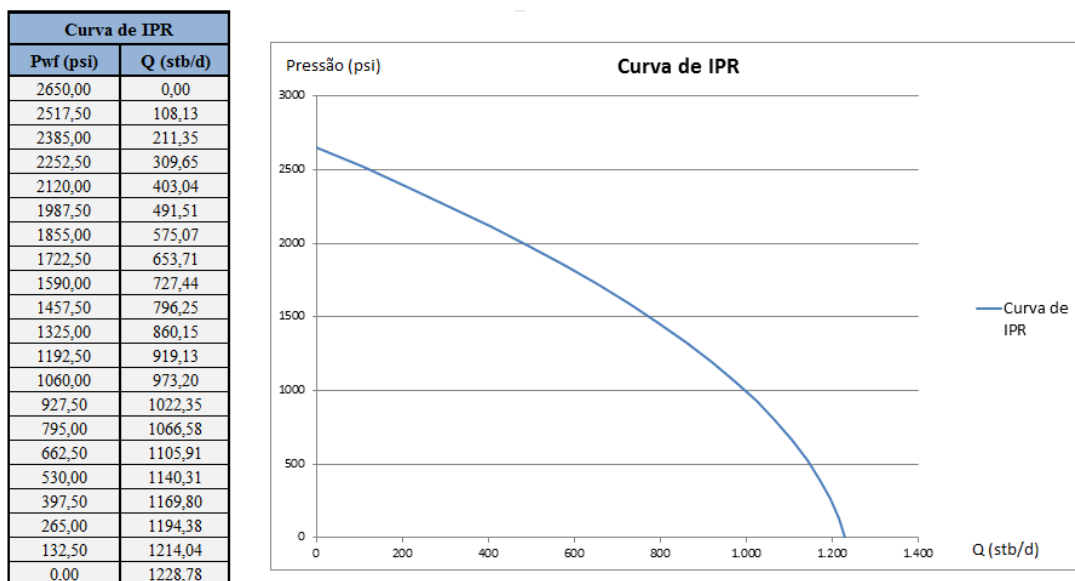


Figura 14 – Tela da curva de desempenho do fluxo do poço

Na figura 15 são visualizados os dados das curvas de Pressão versus Profundidade.

Curvas de Pressão x Profundidade				
Profundidade (ft)	Pressão na Coluna de Produção s/ GL (psi)	Pressão no Revestimento (psi)	Profundidade (ft)	Pressão na Coluna de Produção c/ GL (psi)
0,00	0,00	900,00	0,00	100,82
400,00	0,00	909,48	451,41	136,99
800,00	7,33	918,97	902,82	175,36
1200,00	34,97	928,47	1354,22	215,64
1600,00	65,30	937,98	1805,63	257,56
2000,00	98,34	947,50	2257,04	300,99
2400,00	133,86	957,03	2708,45	345,80
2800,00	171,45	966,57	3159,86	391,90
3200,00	212,73	976,11	3611,27	441,27
3600,00	260,61	985,67	4062,67	495,00
4000,00	315,68	995,23	4514,08	553,30
4400,00	378,43	1004,81	4965,49	616,36
4800,00	449,22	1014,39	5416,90	684,32
5200,00	528,26	1023,98	5868,31	757,30
5600,00	615,62	1033,57	6319,71	835,38
6000,00	711,32	1043,18	6771,12	918,60
6400,00	815,15	1052,79	7016,90	990,51
6800,00	926,78	1062,42	7262,67	1065,10
7200,00	1045,75	1072,05	7508,45	1142,24
7600,00	1171,56	1081,68	7754,22	1221,79
8000,00	1303,62	1091,33	8000,00	1303,62

Figura 15 - Tela dos dados das curvas de Pressão versus Profundidade

A Figura 16 revela os gráficos das curvas de Pressão versus Profundidade plotados de acordo com os dados da Figura 15.

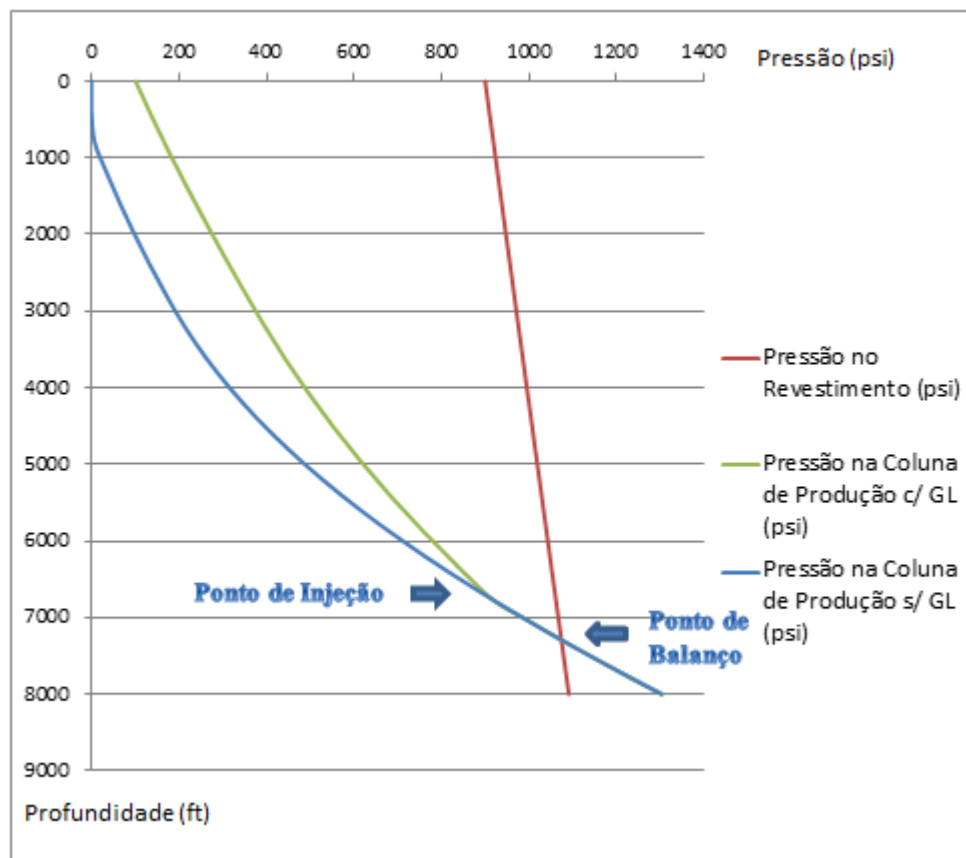


Figura 16 – Gráfico das curvas de Pressão versus Profundidade

Na Figura 17 é a tela do valor de RGLI, profundidade da válvula operadora, pressão na coluna na profundidade da válvula operadora, vazão de injeção de gás e o gradiente geotérmico.

RGLI (scf/stb)	264,62
Profundidade da Válvula Operadora (ft)	6771,12
Pressão na Coluna na Profundidade da Válvula Operadora (psi)	911,06
Vazão de Gás de Injeção (Mscf/d)	230,22
Gradiente Geotérmico (°F/ft)	0,01000

Figura 17 – Tela dos resultados

A Figura 18 contém os valores necessários para alguns tipos de válvulas de *gas lift* usados no VBA.

Nº da válvula	Valve Manuf.	Valve Type	Port Size	a	c
			in	-	-
1	CAMCO	BK	1/8	-0,394	0,64
2	CAMCO	BK	3/16	-0,416	0,466
3	CAMCO	BK	1/4	-0,347	0,407
4	CAMCO	BK	5/16	-0,255	0,346
5	CAMCO	BK1	3/16	-0,964	0,904
6	CAMCO	BK1	1/4	-0,701	0,774
7	CAMCO	BK1	5/16	-0,885	0,765
8	CAMCO	BK1	3/8	-0,356	0,499
9	McMurry	Jr STD	1/8	-0,773	0,864
10	McMurry	Jr STD	3/16	-0,972	0,864
11	McMurry	Jr STD	1/4	-0,746	0,767
12	McMurry	Jr STD	5/16	-0,362	0,541
13	MERLA	NM 16R	3/16	-0,541	0,68
14	MERLA	NM 16R	1/4	-0,595	0,706
15	MERLA	NM 16R	5/16	-0,339	0,582
16	CAMCO	R20	3/16	-0,943	0,945
17	CAMCO	R20	1/4	-0,778	0,882
18	CAMCO	R20	5/16	-0,655	0,769
19	CAMCO	R20	3/8	-0,522	0,606

Figura 18 – Parâmetros de válvulas de *gas lift*

A figura 19 mostra qual será o número da melhor válvula, oferecendo para todas as válvulas disponíveis o $C_d Y$, a área e a capacidade de vazão de gás da válvula (q_{gsc}).

Nº da Melhor Válvula	9
----------------------	---

Nº da válvula	CdY	Av	qg se
	-	in²	Mscf/d
1	0,5960	0,0123	180,20
2	0,4196	0,0276	285,43
3	0,3683	0,0491	445,38
4	0,3176	0,0767	600,04
5	0,7965	0,0276	541,79
6	0,6958	0,0491	841,45
7	0,6663	0,0767	1.258,97
8	0,4593	0,1104	1.249,71
9	0,7778	0,0123	235,14
10	0,7556	0,0276	513,97
11	0,6838	0,0491	826,91
12	0,5006	0,0767	945,95
13	0,6197	0,0276	421,51
14	0,6396	0,0491	773,51
15	0,5442	0,0767	1.028,27
16	0,8398	0,0276	571,27
17	0,7952	0,0491	961,67
18	0,6959	0,0767	1.315,01
19	0,5478	0,1104	1.490,47

Figura 19 – Tela de seleção da melhor válvula

Na Figura 20 é a tela da válvula recomendada, classificando-a em fabricante, tipo, porta e o ajuste do novo diferencial de pressão.

Válvula Recomendada	
Fabricante	McMurry
Tipo	Jr STD
Porta (in)	1/8
Novo ΔP (psi)	142,193366

Figura 20 – Tela da válvula recomendada

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O desempenho de um poço de *gas lift* contínuo depende de fatores como profundidade da válvula operadora e vazão de gás de injeção. A seguir, serão feitos exemplos dos efeitos de parâmetros importantes no dimensionamento do *gas lift* contínuo.

4.1 DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA

Os dados de entrada iniciais podem ser visualizados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados de entrada no programa	
Dados de Entrada	
Pressão estática (psi)	2650
IPR (0=Linear, 1=Vogel)	1
Pressão de teste (psi)	1450
Vazão de teste (stb/d)	800
Profundidade da formação (ft)	8000
Temperatura na superfície (°F)	120
Temperatura no fundo (°F)	200
Grau API	40
BSW (%)	40
RGO (scf/stb)	200
Densidade relativa do gás	0,7
Densidade relativa da água	1,05
Diâmetro de revestimento (in)	7
Diâmetro da coluna de produção (in)	2 3/8
Pressão disponível no revestimento (psi)	900
Pressão na cabeça (psi)	120
Vazão desejada de líquido (STB/D)	850
Diferencial de pressão (psi)	150
Nº de segmentos da curva de Pressão x Profundidade	20
Nº de pontos da curva de IPR	20

4.2 CURVA DE IPR

Nas Figuras 21 e 22 são apresentadas as curvas de IPR traçadas segundo o modelo Linear e Vogel, respectivamente.

Curva de IPR	
Pwf (psi)	Q (stb/d)
2650,00	0,00
2517,50	88,33
2385,00	176,67
2252,50	265,00
2120,00	353,33
1987,50	441,67
1855,00	530,00
1722,50	618,33
1590,00	706,67
1457,50	795,00
1325,00	883,33
1192,50	971,67
1060,00	1060,00
927,50	1148,33
795,00	1236,67
662,50	1325,00
530,00	1413,33
397,50	1501,67
265,00	1590,00
132,50	1678,33
0,00	1766,67

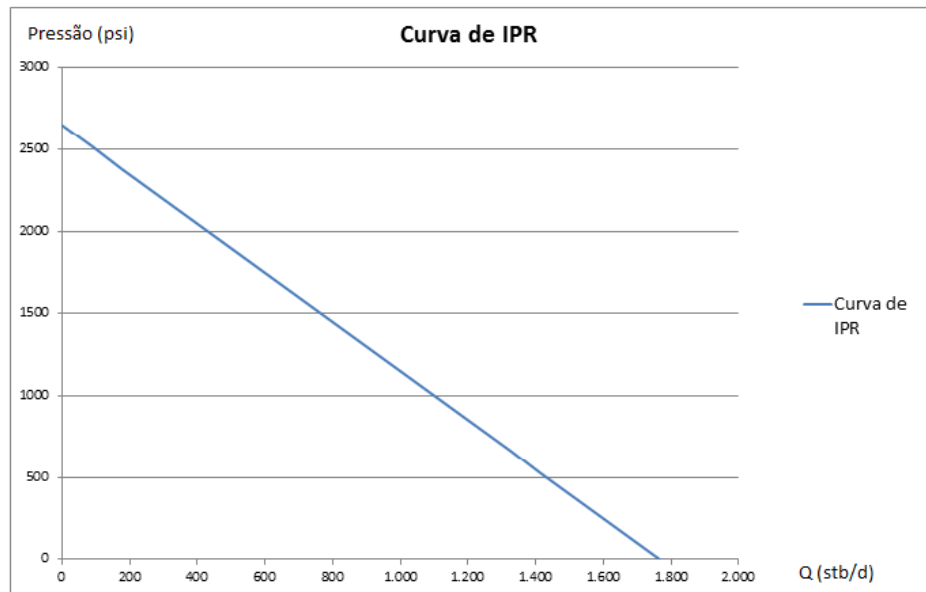


Figura 21 – Modelo Linear

Curva de IPR	
Pwf (psi)	Q (stb/d)
2650,00	0,00
2517,50	108,13
2385,00	211,35
2252,50	309,65
2120,00	403,04
1987,50	491,51
1855,00	575,07
1722,50	653,71
1590,00	727,44
1457,50	796,25
1325,00	860,15
1192,50	919,13
1060,00	973,20
927,50	1022,35
795,00	1066,58
662,50	1105,91
530,00	1140,31
397,50	1169,80
265,00	1194,38
132,50	1214,04
0,00	1228,78

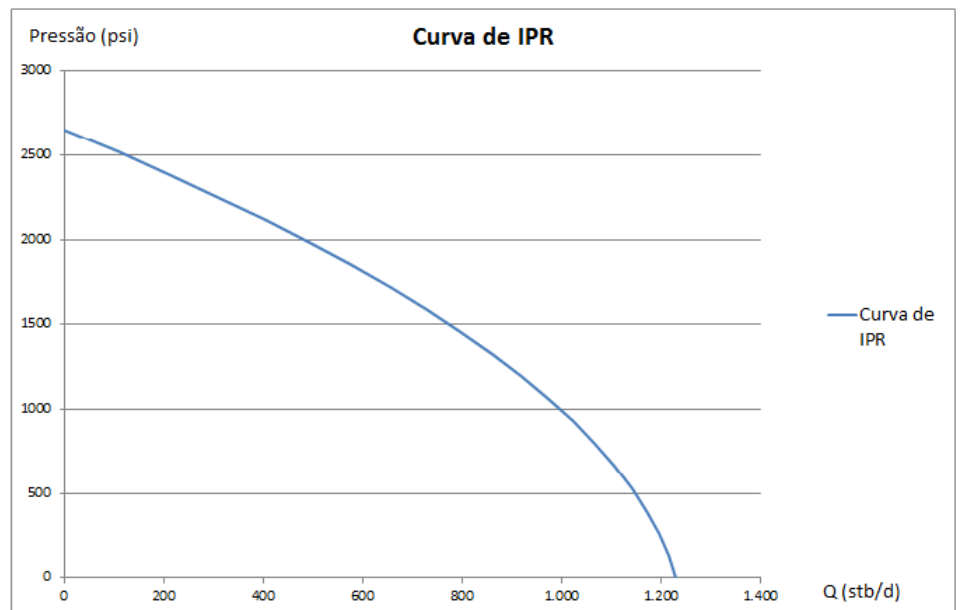


Figura 22 – Modelo de Vogel

Note que a comparação dos resultados anteriores indica que os erros consideráveis podem ocorrer se o método linear é usado para as condições abaixo da pressão de ponto de bolha. No exemplo em questão, será usado o método de Vogel como base para a vazão desejada.

4.3 OS EFEITOS DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS

4.3.1 Pressão na cabeça

A Tabela 8 será representada para duas pressões na cabeça. Segue-se a partir dos conceitos básicos do fluxo multifásico que a necessidade de gás cresce à medida que aumenta a pressão na cabeça, para produzir na mesma vazão de líquido.

Tabela 8 – Variação da pressão na cabeça		
Pressão na cabeça (psi)	RGLI (scf/stb)	Vazão de gás de injeção (Mscf/d)
120	433,30	368,31
100	375,15	318,88

Esta é a razão, em geral, que nas instalações de fluxo por *gas lift* contínuo uma menor pressão na cabeça possível é desejada.

4.3.2 Pressão de injeção do gás

Após a escolha da pressão na cabeça requerida de 100 psi, deseja-se injetar gás na maior profundidade admissível. A Tabela 9 demonstra que quanto maior for a pressão disponível para a injeção de gás no revestimento, mais profundo estará o ponto de injeção.

Tabela 9 – Variação da pressão disponível no revestimento

Pressão disponível no revestimento (psi)	Profundidade da válvula operadora (ft)	Vazão de gás de injeção (Mscf/d)
900	6879,96	318,88
1000	7129,10	218,17

No exemplo da tabela supracitada, a maior profundidade da válvula operadora tem a necessidade de vazão de injeção de gás diminuída, em virtude da redução do gradiente do fluido ocorrer numa maior extensão quando se injeta mais abaixo.

4.4 O EFEITO DA PROFUNDIDADE DE INJEÇÃO

Para analisar o efeito da profundidade de injeção duas diferentes vazões são assumidas na Tabela 10. Conforme a vazão desejada aumenta, diminui a pressão disponível no fundo do poço. Para compensar a menor pressão é necessário injetar o gás numa maior profundidade.

Tabela 10 – Variação da vazão desejada

Vazão desejada (stb/d)	P_{wf} (psi)	Profundidade da válvula operadora (ft)
850	1346,74	7129,10
900	1236,70	7590,09

Assim, injetando gás numa maior posição de assentamento da válvula implica em maior vazão de produção de líquido.

4.5 DIÂMETRO DA COLUNA

O diâmetro da coluna de produção influencia acentuadamente no desempenho do fluxo multifásico. No fluxo de *gas lift* contínuo, a injeção de gás requerida reflete no diâmetro

da coluna de produção. Mantendo todos os parâmetros até agora selecionados, variando apenas o diâmetro da coluna de produção, como mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Variação do diâmetro da coluna de produção

Diâmetro da coluna de produção (in)	Vazão de gás de injeção (Mscf/d)
2 3/8	376,86
2 7/8	235,54

Um tubo menor pode operar nas vazões da mistura fornecida, se forem de baixas a médias. Para vazões de líquidos mais elevadas, tubos maiores se tornam mais favorável conforme a vazão da mistura aumenta. Será escolhido a coluna de diâmetro 2 7/8 in por necessitar de uma menor vazão de gás de injeção.

4.6 DIFERENCIAL DE PRESSÃO DA VÁLVULA OPERADORA

Inicialmente foi estimado um diferencial de pressão (ΔP) na válvula de 150 psi. A válvula escolhida é a de número 9, mostrada na Tabela 12, com capacidade de vazão de gás na válvula de 251,95 Mscf/d.

Para a vazão de gás de injeção requerida de 235,54 Mscf/d, o programa fornece um novo ΔP de 127,16 psi, através da porta da válvula selecionada.

Tabela 12 – Válvula recomendada

Fabricante	McMurry
Tipo	Jr STD
Porta (in)	1/8

Com o ajuste do novo valor de ΔP , a vazão de fluxo de gás da válvula recomendada, de porta 1/8 in, ficará mais próxima da vazão de gás de injeção requerida na coluna como divulgado na Tabela 13.

Tabela 13 – Variação do diferencial de pressão

ΔP na válvula (psi)	Profundidade da válvula operadora (ft)	$Q_{g\ sc}$ na válvula de nº 9 (Mscf/d)
150	7484,31	251,95
127,16	7488,22	235,66

Note que foi necessário um pequeno ajuste na profundidade da válvula operadora para acertar o ΔP de 127,16 psi.

Para o caso que a vazão de gás de injeção seja maior que a capacidade de vazão que passa através da porta das válvulas disponíveis, o procedimento necessário é aumentar o diferencial de pressão para ampliar a capacidade de vazão até chegar à adequada vazão de gás de injeção em algumas delas.

4.7 RESULTADOS DO PROGRAMA

Após as mudanças nos dados de entrada com a pressão na cabeça requerida de 100 psi, pressão disponível no revestimento de 1000 psi, da vazão desejada de 900 stb/d, tamanho da coluna de 2 7/8 in e diferencial de pressão na válvula operadora de 126,71 psi, são obtidos os seguintes resultados finais:

Tabela 14 – Resultados do programa

Resultados	
RGLI (scf/stb)	261,44
Profundidade da válvula operadora (ft)	7488,22
Pressão na coluna na profundidade da válvula operadora (psi)	1073,49
Vazão de gás de injeção (Mscf/d)	235,29
Gradiente geotérmico (F/ft)	0,01
Válvula recomendada (nº)	9
ΔP ajustado (psi)	127,16

As Figuras 23 e 24 são os resultados dos dados das curvas e o gráfico de Pressão versus Profundidade, respectivamente.

Curvas de Pressão x Profundidade				
Profundidade (ft)	Pressão na Coluna de Produção s/ GL (psi)	Pressão no Revestimento (psi)	Profundidade (ft)	Pressão na Coluna de Produção c/ GL (psi)
0,00	0,00	1000,00	0,00	100,78
400,00	0,00	1010,64	499,21	141,38
800,00	0,00	1021,30	998,43	184,64
1200,00	20,88	1031,96	1497,64	230,17
1600,00	50,23	1042,63	1996,86	277,68
2000,00	82,05	1053,32	2496,07	326,96
2400,00	116,64	1064,01	2995,29	377,84
2800,00	153,48	1074,70	3494,50	431,72
3200,00	192,24	1085,41	3993,72	490,93
3600,00	236,86	1096,12	4492,93	555,77
4000,00	288,36	1106,85	4992,14	626,48
4400,00	347,27	1117,58	5491,36	703,28
4800,00	414,02	1128,32	5990,57	786,30
5200,00	488,90	1139,06	6489,79	875,63
5600,00	572,02	1149,82	6989,00	971,29
6000,00	663,45	1160,58	7488,22	1073,24
6400,00	763,09	1171,35	7987,43	1181,72
6800,00	870,66	1182,12	8486,64	1297,08
7200,00	985,79	1192,90	8985,86	1419,64
7600,00	1107,98	1203,69	9485,07	1549,64
8000,00	1236,70	1214,49	9984,29	1687,32

Figura 23 – Resultado dos dados das curvas de Pressão versus Profundidade

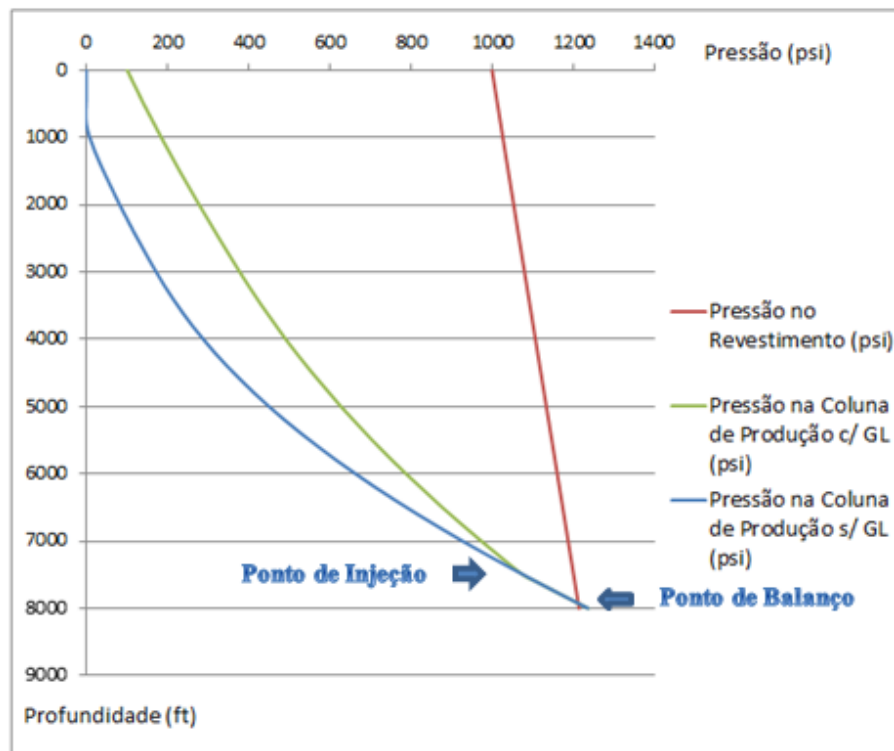


Figura 24 – Resultado do gráfico das curvas de Pressão versus Profundidade

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A profundidade da válvula operadora influencia no resultado final do projeto. Conclui-se que é desejável injetar gás na maior profundidade possível, que é definido pela pressão de gás disponível. Outro aspecto relevante é que nas instalações de fluxo por *gas lift* contínuo é preferível uma menor pressão na cabeça, que seja suficiente para escoar a vazão de líquido até o separador de produção.

É importante ressaltar que a ferramenta desenvolvida neste trabalho considera apenas os estudos técnicos deste sistema. O estudo econômico deve ser usado para a avaliação dos custos do projeto, e ainda depende da disponibilidade do gás, da disponibilidade de compressores, além de outros fatores logísticos para o funcionamento do método.

Como sugestão para trabalhos futuros está o dimensionamento das válvulas de descarga, determinando: profundidade, diâmetro e pressão de calibração. Outra recomendação é o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para a avaliação das curvas de desempenho da vazão de produção de líquido versus vazão de gás injetado.

REFERÊNCIAS

- BRILL, James. P.; MUKHERJEE, Hemanta. **Multiphase Flow in Wells**, Richardson: SPE, 1999.
- COSTA, Rutácio de Oliveira. **Efeito da presença de água no escoamento multifásico**. 2015. Notas de aulas.
- COSTA, Rutácio de Oliveira. **Correlação de Hagedorn e Brown**. 2015. Notas de aulas.
- GÓIS JÚNIOR, João Maria de. **Avaliação do desempenho de um sistema de gas-lift contínuo**. 2014. 34 f. Trabalho de conclusão de curso (Monografia), Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do norte, Rio Grande do Norte, 2014.
- MAITELLI, Carla Wilza Souza de Paula. **Produtividade de um poço**. 2014. Notas de aulas
- NOBRE, Marcelo Henrique Ramalho. **Resoluções de Equações**. 2011. Notas de aulas.
- PEIXOTO, Guilherme de Almeida. **Otimização do dimensionamento de gas lift contínuo em poços marítimos**. 1995. 171 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1995. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000103642&fd=y>>. Acesso em: 10 abr. 2015.
- SILVA, Rafael Soares da. **Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para dimensionamento e projeto de sistemas operando por gas lift**. 2014. 42 f. Relatório de estágio supervisionado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2014.
- TAKÁCS, Gábor. **Gas Lift Manual**. Tulsa: PennWell Corporation, 2005.
- TAVARES, Micarla Barbalho. **Sistemática de seleção do melhor método de elevação**. 2015. 51 f. Trabalho de conclusão de curso (Monografia), Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do norte, Rio Grande do Norte, 2015.
- THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.