



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

LUCAS BRUNO RUSSO E SILVA ROCHA

**DESENVOLVIMENTO DO SIMULADOR PARA ANÁLISE DO GRADIENTE DE
PRESSÃO NA ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO**

FORTALEZA

2016

LUCAS BRUNO RUSSO E SILVA ROCHA

DESENVOLVIMENTO DO SIMULADOR PARA ANÁLISE DO GRADIENTE DE
PRESSÃO NA ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo do Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Vítor Moreira da Rocha Ponte

FORTALEZA

2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Ciências e Tecnologia

R574d Rocha, Lucas Bruno Russo e Silva.
Desenvolvimento do simulador para análise do gradiente de pressão na elevação de petróleo /
Lucas Bruno Russo e Silva Rocha.– 2016.
86 f. : il. color.

Monografia (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de
Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2016.
Orientação: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

1. Petróleo - Produção. 2. Simulação - Computadores. I. Título.

CDD 665.5092

LUCAS BRUNO RUSSO E SILVA ROCHA

DESENVOLVIMENTO DO SIMULADOR PARA ANÁLISE DO GRADIENTE DE
PRESSÃO NA ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo do Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro de Petróleo.

Aprovada em ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Vítor Moreira da Rocha Ponte (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Rodrigo Silveira Vieira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dra. Maria Valderez Ponte Rocha
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus queridos pais, Marco e Rita.

A minha amada avó, Maria Odete.

Ao meu virtuoso avô (In memoriam), Manuel
Gusmão Rocha.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me dá forças, resiliência e capacidade de superar todos os obstáculos encontrados em minha vida.

Aos meus pais, Marco Antônio Pinto Rocha e Rita de Cássia Russo e Silva Penha, por todo amor, exemplo e apoio dados a mim em todos os momentos de minha vida. MUITÍSSIMO obrigado por todo o esforço de vocês para me oferecerem as melhores condições de estudo, tornando possível este momento.

À minha avó, Maria Odete Russo e Silva Penha, por todos ensinamentos, dedicação e presença na minha formação como pessoa, transmitindo os melhores valores e aprendizados que tenho, sendo meu alicerce em todas as fases da minha vida.

À Universidade Federal do Ceará, por toda a excelente estrutura que me permitiu crescer pessoalmente e profissionalmente, possibilitando minha formação como Engenheiro.

Ao meu orientador, Professor Vítor Moreira da Rocha Ponte, por toda disponibilidade, oportunidade, aulas, sugestões, paciência que foram decisivas para o desenvolvimento desse trabalho, tendo um papel fundamental na minha formação profissional.

A todos os professores, pelas suas contribuições para meu enriquecimento intelectual, profissional e pessoal durante minha graduação.

Aos professores da banca, pela disponibilidade e consideração.

A toda minha família, pelo apoio dado em vários momentos, sempre desejando o melhor para mim.

A todos os colegas de faculdade, principalmente aos meus amigos: Antônio Átila, Gabriel Pinheiro, Geovanny Carneiro, Manoel Wellington e Wilson Magno por toda a convivência, estudos em grupo e estima.

Ao meu amigo, Igor Belizário Rocha, por toda a amizade durante o curso de Engenharia de Petróleo e pela ajuda na criação conjunta deste trabalho.

Aos meus estimados amigos, pelos os momentos de diversão e companheirismo.

À minha namorada, Catarine Rodrigues Braga, por todo amor, cumplicidade, paciência, conselhos e por todos os momentos felizes.

“Não creio que haja uma emoção, mais intensa
para um inventor do que ver suas criações
funcionando.” (Nikola Tesla)

RESUMO

É de extrema importância que cada vez mais sejam estudadas técnicas que aprimorem os métodos de elevação de petróleo e o conhecimento que está relacionado a essa área. Um dos fatores-chaves para a elevação e produção de hidrocarbonetos é o controle e o conhecimento da pressão ao longo de todo o poço. Objetivou-se neste trabalho a criação de uma ferramenta computacional capaz de simular o escoamento em uma coluna de produção, podendo ser calculado e analisado o comportamento do gradiente de pressão durante o fluxo. O simulador foi desenvolvido por Lucas Bruno Russo e Silva Rocha e Igor Belizário Rocha. Para a determinação da queda de pressão foi utilizado o método de Beggs & Brill, este método pode ser usado para escoamento em qualquer ângulo de inclinação do poço e direção de escoamento. Afim de obter uma maior aproximação com a realidade foi introduzido um algoritmo de marcha, onde os parâmetros são obtidos por seção no poço e através das correlações empíricas das propriedades do fluido inseridas no programa, pode-se captar as alterações das condições de pressão e temperatura em cada subdivisão da coluna de produção. As rotinas e linhas de código foram implementadas no Microsoft Office Excel®, que permitiu a criação de uma planilha automatizada e da interface gráfica facilitando o manuseio do usuário. Os dados obtidos da planilha podem ser visualizados de forma gráfica favorecendo a leitura e compreensão dos resultados. A validação da planilha foi realizada por experimentos computacionais, comparando os resultados obtidos no programa com os valores pré-estabelecidos na bibliografia e no simulador comercial PIPESIM®. A planilha demonstrou um bom desempenho ao simular o escoamento bifásico, podendo ser aplicada como uma ferramenta para auxiliar projetos de elevação de petróleo.

Palavras-chave: Gradiente de Pressão. Elevação de Petróleo. Método de Beggs & Brill. Planilha Automatizada.

ABSTRACT

It is of utmost importance that increasingly is studied techniques that improve the methods of oil lifting and knowledge that is related to that area. One of the key factors for hydrocarbon production is the control and knowledge of pressure throughout the well. The objective of this work was the creation of a computational tool able to simulate the flow in a production column, can be calculated and analyzed the pressure gradient behavior during the flow. The simulator was developed by Lucas Bruno Russo and Silva Rocha and Igor Belizário Rocha. To determine the pressure drop was used the method of Beggs & Brill, this method can be used to flow in any pit slope angle and direction of flow. In order to get closer to reality it introduced a marching algorithm where the parameters are obtained by section in the well and through empirical correlations of the properties of the fluid inserted in the program, one can capture the changes of pressure and temperature conditions in each subdivision of the production column. The routines and lines of code have been implemented in Microsoft Office Excel®, which allowed the creation of an automated spreadsheet and graphical user interface facilitates user handling. The data in the spreadsheet can be viewed graphically favoring the reading and understanding of the results. The validation of the sheet was performed by computational experiments, comparing the results obtained in the program with default values in the literature and in commercial simulator PIPESIM®. The sheet showed a good performance to simulate the two-phase flow and can be applied as a tool to help lift oil projects.

Keywords: Pressure Gradient. Lift Oil. Beggs and Brill method. Automated Spreadsheet

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Regimes de escoamento bifásico vertical	25
Figura 2.2 – Padrões de escoamento horizontal	27
Figura 2.3 – Planta do sistema de testes	31
Figura 2.4 – Mapa de padrão de escoamento Beggs & Brill(1973)	34
Figura 3.1 – Divisão do poço	40
Figura 3.2 – Fluxograma do algoritmo	41
Figura 3.3 – Aproximação do perfil de temperatura	43
Figura 3.4 – Dados de entrada na interface	50
Figura 3.5 – Gráficos dos resultados na interface	51
Figura 3.6 – Exemplo 1 dos resultados na interface	52
Figura 3.7 – Exemplo 2 dos resultados na interface	52
Figura 3.8 – Mensagem de alerta 1	53
Figura 3.9 – Mensagem de alerta 2	54
Figura 3.10 – Aba dos dados de entrada na planilha	55
Figura 3.11 – Aba dos gráficos dos resultados na planilha	56
Figura 3.12 – Aba do cálculo para cada seção	57
Figura 3.13 – Aba das constantes para holdup	58
Figura 3.14 – Aba do fator de compressibilidade	59
Figura 3.15 – Objeto do formulário	60
Figura 3.16 – Linhas de código do formulário (204 linhas)	61
Figura 3.17 – Linhas de código do módulo 1 (246 linhas)	62
Figura 3.18 – Linhas de código do módulo 2 (198 linhas)	63
Figura 4.1 – Comprimento versus pressão, poço 1	65
Figura 4.2 – Comprimento versus queda de pressão acumulada, poço 1	65
Figura 4.3 – Comprimento versus gradiente de pressão, Poço 1	66
Figura 4.4 – Perfil da vazão de gás, poço 1	66
Figura 4.5 – Perfil da vazão de líquido, poço 1	67
Figura 4.6 – Perfil do fator volume de formação do gás, poço 1	67
Figura 4.7 – Perfil do fator volume de formação do óleo, poço 1	68
Figura 4.8 – Perfil da viscosidade do óleo, poço 1	68
Figura 4.9 – Perfil de pressão, poço 2	71

Figura 4.10 – Profundidade versus queda de pressão acumulada, poço 2	71
Figura 4.11 – Profundidade versus gradiente de pressão, poço 2	72
Figura 4.12 – Perfil de vazão de gás, poço 2	72
Figura 4.13 – Perfil da vazão de líquido, poço 2	73
Figura 4.14 – Perfil do fator volume de formação do gás, poço 2	73
Figura 4.15 – Perfil do fator volume de formação do óleo, poço 2	74
Figura 4.16 – Perfil da viscosidade do óleo, poço 2	74
Figura 4.17 – Poço insurgente	78
Figura 4.18 – Perfil de pressão, estudo de caso	78
Figura 4.19 – Perfil do gradiente de pressão, estudo de caso	79
Figura 4.20 – Perfil da queda de pressão, estudo de caso	79
Figura 4.21 – Perfil da vazão de gás, estudo de caso	80
Figura 4.22 – Perfil de vazão de líquido, estudo de caso	80
Figura 4.23 – Perfil do fator volume de formação do gás, estudo de caso	81
Figura 4.24 – Perfil do fator volume de formação do óleo, estudo de caso	81
Figura 4.25 – Perfil de viscosidade do óleo, estudo de caso	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros e variações do experimento	30
Tabela 2.2 – Sumário dos resultados estatísticos	32
Tabela 2.3 – Coeficientes empíricos para fração de líquido na horizontal	35
Tabela 2.4 – Coeficientes empíricos para obtenção do C	36
Tabela 3.1 – Correlações implementadas na planilha	48
Tabela 4.1– Dados de entrada do poço 1	64
Tabela 4.2 – Dados de entrada do poço 2	70
Tabela 4.3 – Comparativo de erro, poço 1	76
Tabela 4.4 – Comparativo de erro, poço 2	76
Tabela 4.5 – Comparativo de erro para 50 seções, poço 2	77

LISTA DE ABREVIACÕES, SIGLAS E NOMENCLATURAS

A_g	Área de secção transversal ocupada pela fase gasosa
A_l	Área de secção transversal ocupada pela fase líquida
A_t	Área de secção transversal total
B_g	Fator volume formação de gás
B_o	Fator volume formação de óleo
D	Diâmetro interno da tubulação
f_n	Fator de atrito sem escorregamento
f_{tp}	Fator de atrito bifásico
g	Gravidade
g_c	Constante gravitacional de transformação de unidade
H_g	<i>Gas Holdup</i>
H_l	<i>Liquid Holdup</i>
$H_{l(0)}$	<i>Liquid Holdup</i> horizontal
$H_{l(\theta)}$	<i>Liquid Holdup</i> para uma angulação
M	Massa
N_{FR}	Número de Froude
N_{vl}	Número de velocidade do líquido
N_{RE}	Número de Reynolds
N_{REm}	Número de Reynolds da mistura
P	Pressão
P_{pr}, P_{Red}	Pressão pseudo reduzida
P_{pc}	Pressão pseudo crítica
q_g	Vazão volumétrica de gás
q_l	Vazão volumétrica de líquido
q_l^{STD}	Vazão total de líquido nas condições padrão
q_o	Vazão de óleo
R	Constante dos gases
RGL	Razão Gás-Líquido
RGO	Razão Gás-Óleo de produção
R_s	Razão de solubilidade
S	Razão de escorregamento

scf	<i>Standart Cubic Feet</i>
STB	<i>Standard barrel</i>
T	Temperatura
T_{pr} , T_{red}	Temperatura pseudo reduzida
T_{pc}	Temperatura pseudo crítica
VBA	<i>Visual Basic Application</i>
u_m	Velocidade superficial da mistura
u_{sg}	Velocidade superficial de gás
u_{sl}	Velocidade superficial de líquido
v_g	Velocidade física do gás
v_l	Velocidade física do líquido
v_s	Velocidade de escorregamento
V_g	Volume de gás
V_l	Volume de líquido
V_t	Volume total de líquido e gás
y_g	Densidade relativa do gás
y_{gd}	Densidade relativa do gás dissolvido
y_l	Densidade relativa do líquido
Z	Fator de compressibilidade do gás real
ϵ	Rugosidade relativa
θ	Ângulo de inclinação com a horizontal
μ	Viscosidade
μ_g	Viscosidade do gás
μ_m	Viscosidade da mistura
μ_o	Viscosidade do óleo
μ_{od}	Viscosidade do óleo morto
λ_g	<i>Gas Holdup</i> sem escorregamento
λ_l	<i>Liquid Holdup</i> sem escorregamento
ρ_g	Massa específica do gás
ρ_l	Massa específica do líquido
ρ_m	Massa específica da mistura
ρ_{tp}	Massa específica bifásica
σ	Tensão superficial

σ_{go} Tensão superficial gás-óleo
 σ_{od} Tensão superficial do óleo morto

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Noções de elevação de petróleo	16
1.2 Motivação do trabalho	17
1.3 Objetivos	18
1.3.1 Objetivo Geral	18
1.3.2 Objetivos Específicos	18
1.4 Sequência de atividades	18
1.5 Estrutura do trabalho	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1 Escoamento multifásico	20
2.1.1 Variáveis do escoamento multifásico.....	22
2.1.1.1 Vazões volumétricas	22
2.1.1.2 Frações das fases	22
2.1.1.3 Velocidade superficial.....	23
2.1.1.4 Velocidade real.....	23
2.2 Padrões de escoamento	24
2.3 Propriedades dos fluídos	28
2.4 Método de Beggs & Brill (1973)	29
2.4.1 Tipos de correlações empíricas	29
2.4.2 Histórico	30
2.4.3 Passo-a-passo do método de Beggs & Brill (1973).....	32
2.4.3.1 Equação do gradiente de pressão	32
2.4.3.2 Padrões de escoamento horizontal	33
2.4.3.3 Liquid Holdup (fração de líquido)	35
2.4.3.4 Cálculo do gradiente de pressão.....	37
3 DESENVOLVIMENTO DO SIMULADOR.....	39

3.1 Algoritmo para solução da queda de pressão.....	39
3.2 Hipóteses utilizadas	42
3.3 Correlações empíricas para cálculo das propriedades	43
3.4 Estrutura e interface gráfica	48
3.4.1 Design do aplicativo.....	49
3.4.2 Pop-ups para estabilidade do software	53
3.4.3 Estrutura interna	54
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	64
4.1 Experimentos computacionais	64
4.1.1 Poço 1	64
4.1.2 Poço 2.....	70
4.1.3 Validação da planilha.....	75
4.2 Estudo de caso	77
5 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	83
5.1 Conclusão geral.....	83
5.2 Sugestões para trabalhos futuros.....	84
REFERÊNCIAS.....	85

1 INTRODUÇÃO

1.1 Noções de elevação de petróleo

Atual cenário de competitividade na indústria do petróleo estimula a otimização da produtividade, reduzindo os custos e maximizando a produção de hidrocarbonetos. Para isso há um alto investimento em pesquisas tecnológicas em toda sua cadeia produtiva, incentivando novas descobertas e avanços importantes. O setor de exploração e produção de uma empresa petrolífera é o responsável por retirar os fluídos do reservatório, levando para superfície. Após todos os estudos geológicos e geofísicos feitos na jazida é necessário a perfuração de um poço para que os fluídos sejam extraídos do reservatório e possam chegar até a linha de produção. O escoamento dos fluídos do fundo do poço até a superfície é intitulado de elevação, à vista disso, podemos notar que a meta principal para a elevação é obter a maior vazão de produção possível, sendo viável economicamente.

O conhecimento sobre a pressão no reservatório e sua distribuição ao longo do escoamento é de suma importância para a produção, pois apoiado nessa análise é possível prever a vazão do escoamento, bem como identificar se o poço terá uma elevação natural, neste caso o poço também é conhecido como surgente. Para o poço ser surgente a pressão disponível no fluído, que é fornecida pelo reservatório, deverá ser maior que as perdas de cargas adquiridas durante o escoamento pela coluna de produção até os equipamentos de superfície. Nos casos em que a pressão do reservatório não é o suficiente para que os hidrocarbonetos fluam, precisa-se adicionar um método de elevação artificial para conceder energia ao fluído.

O escoamento multifásico é frequente em diversas atividades industriais, no setor de petróleo se evidencia essa situação com constância. O petróleo é encontrado em altas pressões e temperaturas nas condições iniciais no reservatório, no instante em que se desloca pelo poço, a pressão diminui, fazendo com que o gás antes dissolvido no óleo, seja liberado e venha ser produzido junto com o óleo. O entendimento sobre o escoamento multifásico nos dá informações imprescindíveis, como os padrões de escoamento que atuam diretamente nos parâmetros mais significativos do fluxo. Diferentemente do escoamento monofásico onde o gradiente de pressão é constante ao longo do tubo, o escoamento multifásico tende a ter um gradiente dinâmico a cada ponto, em razão do aumento de volume do gás durante a elevação.

Segundo Thomas (2004), quando se torna necessário estimar o gradiente de pressão na coluna de produção de um poço, as melhores ferramentas disponíveis são os

simuladores de fluxo multifásico em tubulações. Estes simuladores utilizam correlações especialmente desenvolvidas para este fim. Dentre essas correlações está a de Beggs & Brill (1973) que pode ser utilizada inclusive com variação na inclinação do fluxo.

1.2 Motivação do trabalho

No século XX, o petróleo foi a principal peça na matriz energética mundial e a tendência para as próximas décadas é que continue sendo a maior fonte de energia do planeta. Os altos investimentos em todos os setores da sua cadeia produtiva mostram o interesse e a importância que é dada pelas grandes corporações e países, sendo um fator chave para o desenvolvimento econômico e da sociedade.

A utilização do petróleo é questionada há muitos anos por não ser uma fonte renovável de energia, entretanto, a sua produção só vem aumentando nos últimos anos. Pode-se observar esse fenômeno pela oferta em excesso no mercado ocasionando a queda de preços do barril iniciada em 2015. Procura-se sempre métodos que otimizem a produtividade e reduzam custos incentivando assim pesquisas tecnológicas e avanços nas áreas de exploração, perfuração, completação, simulação de reservatórios, refino e produção, sendo esta última mais relacionada com o tema desse trabalho.

As atuais ampliações de produção estão ligadas as técnicas cada vez mais avançadas e inovadoras, no que se refere a extrair o petróleo do reservatório. Hoje, as condições nas quais o óleo se encontra são cada vez mais hostis. Deparamo-nos com profundidades, pressões e temperaturas maiores a cada novo reservatório descoberto, que aumentam ainda mais o desafio da indústria do petróleo.

Os métodos de elevação estão a cada dia mais sendo difundidos e aprimorados. Quando se trabalha com elevação de petróleo é fundamental ter o conhecimento sobre a variação de pressão ao longo do poço, para tal, um dos métodos utilizados é o de Beggs & Brill (1973), que nos dá uma aproximação satisfatória do gradiente dinâmico de pressão por toda extensão do poço de petróleo.

Devido a todos esses fatores, revelou-se o interesse de criar uma planilha automatizada para simular escoamentos multifásicos (óleo e gás, em questão), visando obter dados detalhados do fluxo em uma coluna de produção, com manuseio e geração de resultados da planilha de forma clara e intuitiva.

1.3 Objetivos

1.3.1 *Objetivo Geral*

Desenvolver uma planilha como ferramenta de simulação de escoamento bifásico permanente em tubulações verticais, inclinadas e horizontais em sistema de produção por elevação natural, utilizando o método de Beggs & Brill (1973). Possibilitando assim, a análise do comportamento dos parâmetros mais significativos ao longo do escoamento do fluido de forma gráfica e objetiva.

1.3.2 *Objetivos Específicos*

Os objetivos específicos a serem ressaltados neste trabalho são:

- i) Programação do método de Beggs & Brill (1793) na planilha.
- ii) Inserção das correlações para cálculo das propriedades PVT dos fluidos no programa.
- iii) Introduzir o algoritmo iterativo para integração numérica da equação do gradiente de pressão em toda extensão da coluna de produção.
- iv) Criação da interface gráfica para melhorar a maneabilidade do simulador.
- v) Validação da planilha.

1.4 Sequência de atividades

A sequência de atividades realizadas foi estabelecida por cinco etapas, relatadas a seguir:

i) *Discussão e Proposta*

Foi apresentado a proposta de se fazer uma planilha automatizada para cálculos de gradiente de pressão ao longo de toda coluna de produção, utilizando o método de Beggs & Brill (1973). A partir daí, ocorreu vários *brainstorms* para se idealizar o programa, além de estudos para o entendimento do método.

ii) *Revisão Bibliográfica*

A revisão bibliográfica está relacionada com a pesquisa e aos estudos completados sobre o tema do trabalho, adquirindo informações e conhecimentos fundamentais para criação do simulador. Foram realizadas pesquisas sobre como os parâmetros do fluido

variavam em todo poço, quais correlações estavam ligadas aos parâmetros e entendimento sobre programação.

iii) Programa inicial e aprimoramento da planilha

Com o conhecimento sobre o método e sobre a programação, foi criada uma planilha inicial, utilizando o método simplificado onde se considera que não há mudanças no fluido durante a elevação. Com base nela houve um primeiro aprimoramento, onde se incluiu as correlações e o poço foi dividido em seções. No segundo aperfeiçoamento resultou na interface gráfica, utilizando o conhecimento prévio de programação em VBA (*Visual Basic for Applications*).

iv) Checagem

A etapa de checagem consistiu em realizar várias simulações e adequações na planilha, afim de minimizar os erros de execução.

v) Defesa do Projeto

Realização da apresentação da monografia, para avaliação da banca examinadora, para cumprir um requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco seções, a primeira seção expõe a introdução da monografia, retratando sobre noções acerca de elevação de petróleo, além de expressar a motivação, objetivo geral, objetivos específicos e sequência de atividades do trabalho. Na segunda seção é apresentado todos aspectos teóricos importantes para o desenvolvimento da planilha e do entendimento dos fenômenos, com equacionamentos e gráficos. No terceiro capítulo está disposta as ferramentas para o desenvolvimento do programa, como algoritmo de marcha, correlações empíricas utilizadas, estrutura e interface gráfica do programa. Na quarta seção são mostrados experimentos computacionais, com o intuito de validar a planilha, como também, um estudo de caso para análise do gradiente de pressão. Enfim, na última seção estão as conclusões a respeito do desempenho do simulador, além de sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 *Escoamento multifásico*

O escoamento multifásico é presente, praticamente, em toda cadeia produtiva do petróleo. Consegue-se observar o fenômeno em todo trajeto dos hidrocarbonetos, desde a rocha reservatório até o transporte para as unidades de refino. Essa espécie de escoamento existe quando simultaneamente, durante o fluxo, há duas ou mais fases com propriedades diferentes e imiscíveis.

O domínio de como essa mistura multifásica se comporta ao longo da produção de petróleo é vital para o retorno econômico do campo, pois influencia diretamente pontos com uma alta relevância sobre a produção, como: queda de pressão, vazões volumétricas dos fluídos, fração de líquido, dimensionamento de sistemas de produção e processamento e gerenciamento da produção.

Nas linhas produtivas do petróleo, se encontra, predominantemente, água, gás e óleo. O fluído possui uma característica heterogênea, evidenciando duas fases, uma fase líquida e outra fase gasosa. A fase líquida é composta por água e hidrocarbonetos, com moléculas mais pesadas que as da fase gasosa, sendo esta última constituída de compostos de hidrocarbonetos leves, gás sulfídrico, gás carbônico e outros componentes. (Especialmente neste trabalho é considerado o escoamento multifásico como escoamento bifásico, de óleo e gás apenas, com esta hipótese trabalha-se com uma forma simplificada do escoamento multifásico).

No que se refere à comparação entre os escoamentos multifásico e monofásico, destaca-se a complexidade superior do escoamento multifásico. Durante o fluxo na coluna de produção, à medida que a mistura se movimenta, há uma redução na pressão e temperatura, acarretando em uma maior liberação do gás que está na solução. As fases tendem a se separar pela diferença de densidade entre elas. Este efeito na densidade junto à disparidade na viscosidade, também afeta a tensão de cisalhamento da mistura, sendo distinta para cada fase. Em um fluxo ascendente, a menor densidade, maior compressibilidade e menor viscosidade, cria uma tendência na fase gasosa para escoar com maior velocidade em relação a fase líquida; no escoamento descendente, há uma inversão nesse comportamento, tornando a fase líquida mais rápida em relação a gasosa, este fenômeno é nomeado como escorregamento (Mukherjee & Brill, 1999).

A dissemelhança entre as duas fases no escoamento multifásico, encontrado na elevação de petróleo, ocasiona um comportamento particular nas configurações espaciais do escoamento na região interna dos tubos. Esses tipos de disposições espaciais são intitulados como padrões de escoamento.

O equacionamento que descreve o comportamento do escoamento de fluidos é primordial para o desenvolvimento do simulador de escoamentos em tubos, como também para a compreensão dos fatos. A base do conhecimento envolve as leis de conservação de massa, momento e energia. A aplicação dessas leis permite determinar, dentre outros, o campo de velocidade, a variação da pressão e temperatura ao longo do fluxo. Primeiro passo é definir a equação que rege o escoamento monofásico. Conforme Mukherjee & Brill (1999), aplicando esses princípios, considerando o fluxo como regime permanente, fluido newtoniano e incompressível, obtém-se a equação do balanço de energia mecânica, apresentada na Equação 2.1:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_t = \left(\frac{dp}{dL}\right)_F + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{PE} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{ace} \quad (2.1)$$

Tem-se, o primeiro componente da equação, que é a perda de carga devido à fricção do fluido com as paredes do poço, sua contribuição está entre 5 a 20% da perda de carga total. O segundo termo é proveniente da perda de carga pela elevação (coluna hidrostática), representa entre 80 e 95% da perda de carga total e a última parcela é gerada pela aceleração. (Neste trabalho, será negligenciado o último termo, por ser considerado a área da seção transversal do poço constante, sendo assim, não haverá mudanças bruscas na velocidade, trazendo uma contribuição ínfima para a perda de carga total).

No que tange as propriedades dos fluidos, o modelo *black-oil* é largamente difundido em simuladores de escoamento, análises de elevação e correlações empíricas, pois suas características satisfazem a grande parte dos poços comerciais existentes, além de atender em situações específicas outros de tipos de modelo. O termo *black-oil* faz referência ao petróleo que sua fase líquida contém gás dissolvido. Este óleo possui uma coloração preta, com o °API menor que 40, sendo dividido em dois pseudo componentes, óleo e gás (Mukherjee & Brill, 1999).

Alicerçado nas fórmulas para o escoamento monofásico e no modelo *black-oil*, pode-se fazer alterações para se adequar ao escoamento multifásico. No próximo tópico, será

elucidada as variáveis responsáveis por essa adaptação das propriedades para o escoamento multifásico.

2.1.1 Variáveis do escoamento multifásico

2.1.1.1 Vazões volumétricas

As vazões volumétricas são determinadas em um trecho da tubulação nas condições *in-situ* de cada fase, mostradas nas Equações 2.2 e 2.3:

$$q_o = q_l^{STD} B_o \quad (2.2)$$

$$q_g = q_l^{STD} B_g RGL \quad (2.3)$$

Onde, q_l é vazão de líquido nas condições *standard* (temperatura e pressão ambiente), B_o e B_g são os fatores volumes de formação do óleo e gás, respectivamente, e o RGL corresponde a razão entre a fase gasosa e a fase líquida livre no trecho do tubo.

2.1.1.2 Frações das fases

A fração volumétrica de líquido é outra variável fundamental, remete à quanto de líquido está preenchendo o duto. Sua escala é de 0 a 1, onde o valor mínimo revela que há apenas escoamento de gás e o máximo representa escoamento apenas de líquido; também denominado como *liquid holdup* (H_l) na literatura, tem-se na Equação 2.4:

$$H_l = \frac{V_l}{V_t} = \frac{V_l}{V_l + V_g} = \frac{A_l}{A_t} = \frac{A_l}{A_l + A_g} \quad (2.4)$$

Onde, V_l , V_g e V_t são os volumes de líquido, gás e total no interior do tubo, respectivamente; A_l , A_g e A_t são as áreas da seção transversal ocupadas pelo líquido, gás e o total do duto.

Tomando um escoamento que não haja escorregamento entre as fases, ou seja, que a fase gasosa esteja com a mesma velocidade da líquida. O *liquid holdup* sem escorregamento, λ_l é dado pela Equação 2.5:

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_t} = \frac{q_l}{q_l + q_g} \quad (2.5)$$

Quando se refere ao gás, a fração de volume é nomeada de fração de vazio. O *gas holdup* (H_g) é quantificação de quanto do volume total não está preenchido de líquido. Logo, pode se observar nas Equações 2.6 e 2.7:

$$H_g = 1 - H_l \quad (2.6)$$

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l \quad (2.7)$$

Um escorregamento tipo líquido-líquido pode surgir, pois há diferenças nas propriedades do óleo e da água durante o escoamento. No entanto, este escorregamento em comparação com o de gás-líquido é contemptível, exceto em casos que a vazão seja muito baixa (Mukherjee & Brill, 1999).

2.1.1.3 Velocidade superficial

Outro aspecto no fluxo é a velocidade. De acordo com Beggs & Brill (1991), no escoamento multifásico muitas correlações e considerações se baseiam em uma variável fictícia que se chama velocidade superficial. A velocidade superficial de uma fase é definida supondo que ela esteja escoando sozinha em toda a área transversal da tubulação. A velocidade superficial para o gás é calculada pela Equação 2.8:

$$u_{sg} = \frac{q_g}{A_t} \quad (2.8)$$

Para o líquido é dado pela Equação 2.9:

$$u_{sl} = \frac{q_l}{A_t} \quad (2.9)$$

Obtém-se a velocidade superficial da mistura somando a velocidade superficial de cada fase, resultando na Equação 2.10:

$$u_{sm} = u_{sg} + u_{sl} \quad (2.10)$$

2.1.1.4 Velocidade real

A velocidade real ou física admite o que ocorre no escoamento considerando o escorregamento e o fluxo simultâneo das fases. As fórmulas para a velocidade real da fase líquida (v_l) e gasosa (v_g) são dadas pelas Equações 2.11 e 2.12, respectivamente:

$$v_l = \frac{u_{sl}}{H_l} \quad (2.11)$$

$$v_g = \frac{u_{sl}}{1 - H_l} \quad (2.12)$$

A velocidade de escorregamento é definida pela diferença entre as velocidades físicas do gás e líquido, logo, tem-se a Equação 2.13:

$$v_s = v_g - v_l \quad (2.13)$$

Usando as definições anteriores de velocidade é adequado rearranjar as equações 2.5, 2.9 e 2.10, obtendo uma nova maneira de ilustrar o *liquid holdup* sem escorregamento, como mostra a Equação 2.14:

$$\lambda_l = \frac{u_{sl}}{u_{sm}} \quad (2.14)$$

Analogamente para o *gas holdup* sem escorregamento, tem-se a Equação 2.15:

$$\lambda_g = \frac{u_{sg}}{u_{sm}} \quad (2.15)$$

As correlações usadas para representar o *holdup* são de suma importância para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento bifásico. Além disso, com as formulações é possível simular o comportamento *holdup*, adquirindo informações sobre padrões de escoamento durante o fluxo na coluna de produção (Economides, 1994).

2.2 Padrões de escoamento

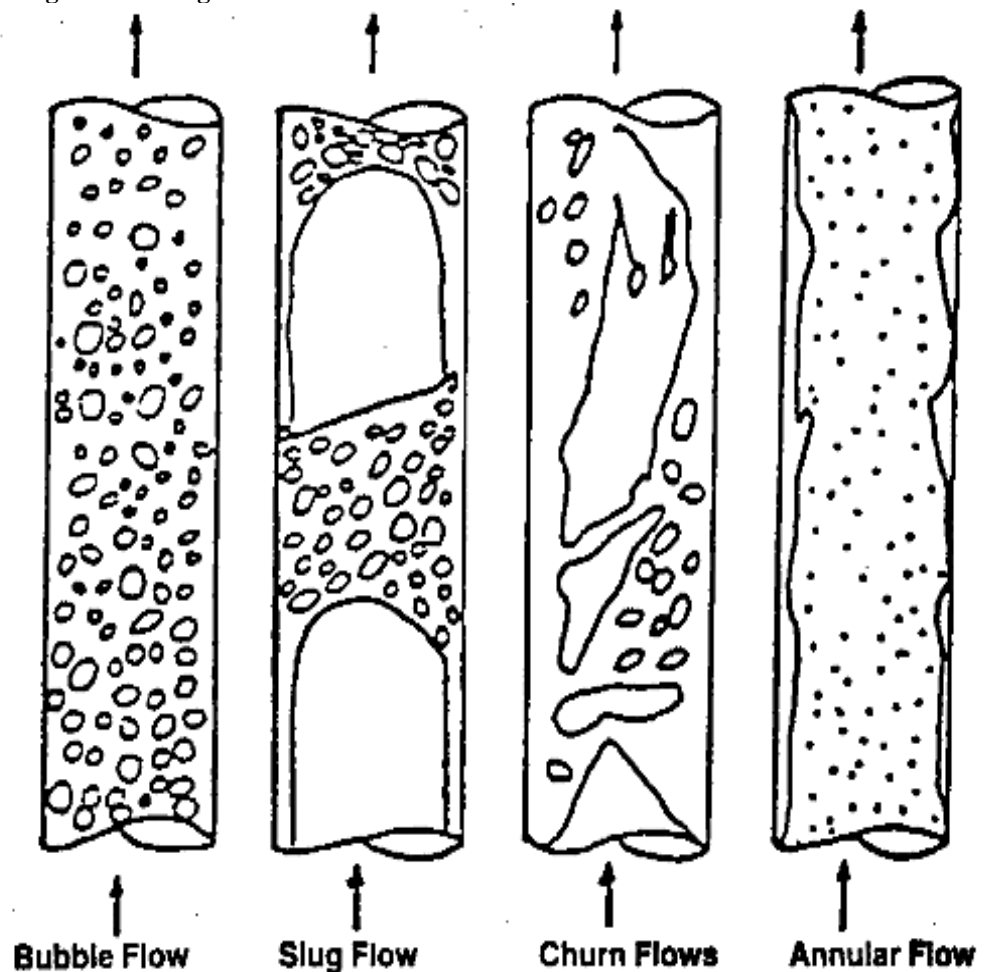
Os diferentes arranjos espaciais surgem no escoamento quando a fase líquida e gasosa coexistem no interior do tubo, em consequência, surgem características especiais para cada tipo de configuração da interface gás-líquido. Predizer o padrão de escoamento que ocorre numa determinada localização do poço é extremamente importante, tendo em vista que conhecer previamente como se comporta um escoamento, possibilita o dimensionamento e a correta execução do projeto de produção do poço.

A aparição de cada tipo de padrão está conexas não apenas com as variáveis operacionais do escoamento, tais como: geometria do tubo, inclinação, vazões e diâmetro; como também com as propriedades físicas do fluido, como a densidade, viscosidade e tensão superficial.

O estudo desse comportamento no fluxo permitiu criações de correlações empíricas, usadas para analisar com precisão o gradiente de pressão, já que os arranjos interferem na simulação do escoamento. Vale salientar, que os padrões de escoamento na literatura diferem para um escoamento vertical ou horizontal. O engenheiro de petróleo evidencia esses dois casos de fluxo em campo, na vertical é durante a elevação; e na horizontal é na superfície, nas linhas de produção.

Na indústria do petróleo os regimes de escoamentos na vertical, geralmente aceitos, foram relatados por Taitel & Dukler (1980); sendo eles: bolha (*bubble*), golfada (*slug*), transição (*churn*) e anular (*anular*). Na Figura 2.1 apresenta uma ilustração dos regimes de escoamento:

Figura 2.1 – Regimes de escoamento bifásico vertical.



FONTE: Mukherjee & Brill, 1999.

Escoamento de bolhas – O regime de bolhas é caracterizado por uma fase líquida contínua, com bolhas uniformemente distribuídas e discretas representando a fase gasosa. Com base na presença ou ausência de escorregamento entre as duas fases, o fluxo de bolhas é classificado como: bolhas ou bolhas-dispersas. No primeiro tipo, os diâmetros das bolhas são maiores que o comum e há uma quantidade de bolhas menor favorecendo o escorregamento; no segundo, o fluxo de bolhas-dispersas, há uma numerosa quantidade de bolhas pequenas que são transportadas pela fase líquida que não provoca o movimento relativo entre as fases. A fase líquida sempre permanece em contato com as paredes do poço. Normalmente encontra-se este tipo de escoamento no fundo da coluna e a fase gasosa quase não contribui para a queda de pressão.

Escoamento de golfada – No regime em golfada embora a fase líquida ainda seja contínua, as bolhas de gás se aglutinam, formando pistões que preenchem quase toda seção transversal do tubo, possuindo uma maior quantidade de gás que o regime de bolhas. Estas bolhas maiores são intercaladas por golfadas de líquido contínuo que possui bolhas de gás discretas. Forma-se em torno da bolha um filme de líquido que pode mover-se para baixo lentamente. Tanto o gás, quanto o líquido exercem os mesmos efeitos para o gradiente de pressão.

Escoamento de transição – O regime de transição ou agitante é especificado pelo escoamento caótico. Existe uma alteração na fase líquida, onde ela não é mais contínua. As bolhas de gás podem se aderir ao líquido, na qual a fase líquida se entrelaça nos bolsões de gás. Os efeitos do líquido são significativos para a perda de carga, mas a fase gasosa é a principal contribuinte.

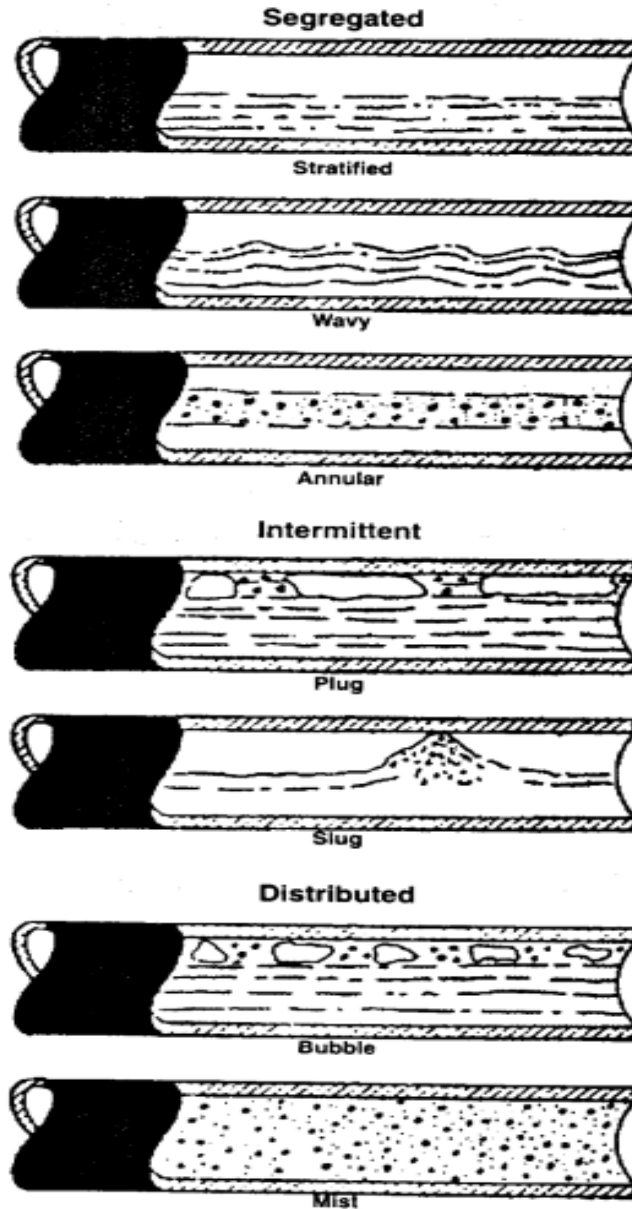
Escoamento anular – A fase gasosa é contínua e a responsável por arrastar a maior parte do líquido em forma de gotículas. A parede do tubo é revestida com uma película de líquido, mas a fase gasosa controla o gradiente de pressão. O principal ponto sobre esse fluxo é a alta vazão de gás, entretanto a vazão produzida de líquido é a menor. Em poços que produzem com uma elevada razão gás-óleo (RGO), este regime é normalmente encontrado.

Neste presente trabalho o enfoque é analisar o gradiente de pressão na elevação de petróleo, por isso o entendimento sobre os padrões de escoamento na vertical, nos oferece uma base teórica primordial dos acontecimentos no interior da coluna.

Outra perspectiva interessante é conhecer brevemente quais as configurações de escoamento na horizontal, em razão de que o método de Beggs & Brill (1973) utiliza estes tipos de fluxo para prever o comportamento na vertical. Além disso, há poços horizontais em

que esses tipos de regime de escoamento são aplicados. Os padrões de escoamento mais aceitos foram expostos por Beggs & Brill (1973), são eles: segregado (*segregated*), intermitente (*intermittent*) e distribuído (*distributed*). Segue a Figura 2.2 com os regimes:

Figura 2.2 – Padrões de escoamento horizontal.



FONTE: Mukherjee & Brill, 1999.

O regime segregado recebe três subdivisões: estratificado (*stratified*), ondulado (*wavy*) e anular (*annular*). O fluxo intermitente possui duas conformações: tampão (*plug*) e golfadas (*slug*). Por fim, no escoamento distribuído temos: bolha (*bubble*) e nevoeiro (*mist*).

2.3 Propriedades dos fluídos

No que se refere às propriedades física do petróleo, vale salientar não apenas a diversificação da composição dos fluídos descobertos no reservatório, como também as condições de pressão e temperatura que se encontram. Tendo em vista que os parâmetros como fator volume-formação do óleo (B_o), fator volume-formação de gás (B_g), densidade relativa do óleo, densidade relativa do gás, viscosidade do óleo, pressão (P_{pr}) e temperatura (T_{pr}) pseudoreduzidas do gás, fator de compressibilidade (Z), viscosidade, tensão superficial, razão de solubilidade (R_s) e a razão gás-óleo de produção (RGO) são essenciais para análises sobre elevação ao longo da coluna de produção. Neste tópico será apresentado as propriedades com a finalidade de fornecer um embasamento conciso para o entendimento da planilha e das correlações empregadas.

O fator volume-formação do óleo representa o volume de óleo nas condições de reservatório em relação ao volume nas condições padrão. O B_o é uma forma de quantificar o volume da fase líquida na superfície prevendo que o gás, ao longo da elevação, seja liberado. Analogamente para o gás, o B_g é uma forma de prever o ganho de volume dessa fase com a diminuição da pressão e temperatura.

O °API é a forma na indústria do petróleo mais comum quando se fala em densidade relativa do óleo. Toma-se por base a água com 10 °API, partindo daí, pode-se obter as densidades relativas do óleo da Equação 2.16:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d_{60/60^{\circ}F}} - 131,5 \quad (2.16)$$

Para a densidade do gás tem-se uma relação entre a massa específica do gás e do ar. No caso das propriedades pseudoreduzidas do gás, a temperatura e a pressão, podem ser calculadas de forma simples, apenas dividindo a pressão atual pela pressão pseudocrítica. Neste trabalho as propriedades pseudocríticas foram deduzidas de correlações.

O fator de compressibilidade (Z) é um termo usado para identificar quanto o gás está longe da idealidade, a equação dos gases ideais toma este valor como 1. Ao se trabalhar com poços em grandes profundidades, a fase gasosa se comportará como um gás real, com isso foi implementado na planilha correlações para prever esse fenômeno.

A tensão superficial (σ) é presente em escoamentos multifásicos e é definida como o conjunto de forças que são causadas pelas moléculas na interface entre duas fases. Com relação ao petróleo esse parâmetro tem como principal parcela a interface gás-óleo, sendo presente em poços, *risers* e tubulações de superfície.

Razão gás-óleo de produção é dado pela razão entre o volume de gás e o volume de óleo produzido nas condições padrão. A razão de solubilidade é estabelecida pela razão entre o volume de gás dissolvido e o volume de óleo no tanque em condições padrão. Com esses dois parâmetros conseguimos informações sobre o RGL, sendo definido pela diferença entre o RGO e o R_s . Por fim, apresenta-se a viscosidade, uma propriedade dependente da temperatura, que revela o quanto o fluido é resistente ao escoamento.

2.4 Método de Beggs & Brill (1973)

Nesta seção será explanada todos os aspectos fundamentais para o método de Beggs & Brill (1973), desde um breve histórico, até o passo-a-passo para o cálculo do gradiente de pressão em escoamentos multifásicos. Será mostrado todas as constantes e equacionamentos abordados no método. Os métodos usados para previsão da queda de pressão e simulação de escoamentos, podem ser classificadas de duas formas: correlações empíricas e modelos mecanicistas. O enfoque desta monografia está na primeira classificação.

2.4.1 Tipos de correlações empíricas

De acordo com Beggs & Brill (1978), com base no desenvolvimento das correlações empíricas, estas podem ser categorizadas em três grupos:

Categoria A – o escorregamento entre as fases e os padrões de escoamento não são ponderados. A densidade da mistura é dada pela quantidade de entrada de gás e líquido, ou seja, assume-se que as fases viajam na mesma velocidade. Uma única correlação é necessária para o cálculo do fator de fricção e fração de líquido, não considerando regimes de escoamentos. Os métodos mais difundidos nessa categoria para fluxos verticais são: Poettmann & Carpenter, Baxendell & Thomas e Fancher & Brown.

Categoria B – considera-se o escorregamento, no entanto os padrões de fluxos são negligenciados. Há uma correlação para o fator de fricção e uma para fração de líquido, aplicada a todos os regimes de fluxo. Sendo assim, as duas fases podem diferir na velocidade que escoam. Os modelos preveem a porção do tubo que está preenchida por líquido. Os modelos empíricos que se sobressaem para os fluxos ascendentes são: Hagedorn & Brown, Gray e Asheim.

Categoria C – Os regimes de escoamento e o escorregamento são contemplados. O fluxo é não homogêneo. Os modelos empíricos desta categoria diferem entre si na

determinação dos padrões de escoamento, para cada padrão existem formas de calcular o fator de fricção e a fração de líquido. Por tanto, o gradiente de pressão tem relação com o regime de fluxo. Os principais métodos são: Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz, Chierici, Mukherjee & Brill e Beggs & Brill.

O que justifica a escolha das correlações de Beggs & Brill (1973) é a versatilidade da aplicação, podendo ser empregue para fluxo horizontal, vertical e inclinado, no sentido ascendente ou descendente. Além do pioneirismo desse método, destaca-se a sua presença em simuladores comerciais utilizados pelas multinacionais no mundo do petróleo, como OLGA®, PIPESIM®, PIPEPHASE®; aferindo assim sua confiabilidade para o cálculo do gradiente de pressão em poços de petróleo.

2.4.2 Histórico

O experimento para o desenvolvimento das correlações de Beggs & Brill (1973) foi feito em tubos de acrílico transparente de 90ft de comprimento. Os efeitos de turbulência das entradas e da mistura de gás-líquido foram eliminados, oferecendo um comprimento suficiente entre o início da mistura até a seção de testes onde as medidas foram efetuadas. Os parâmetros estudados e sua faixa de variação estão na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros e variações do experimento.

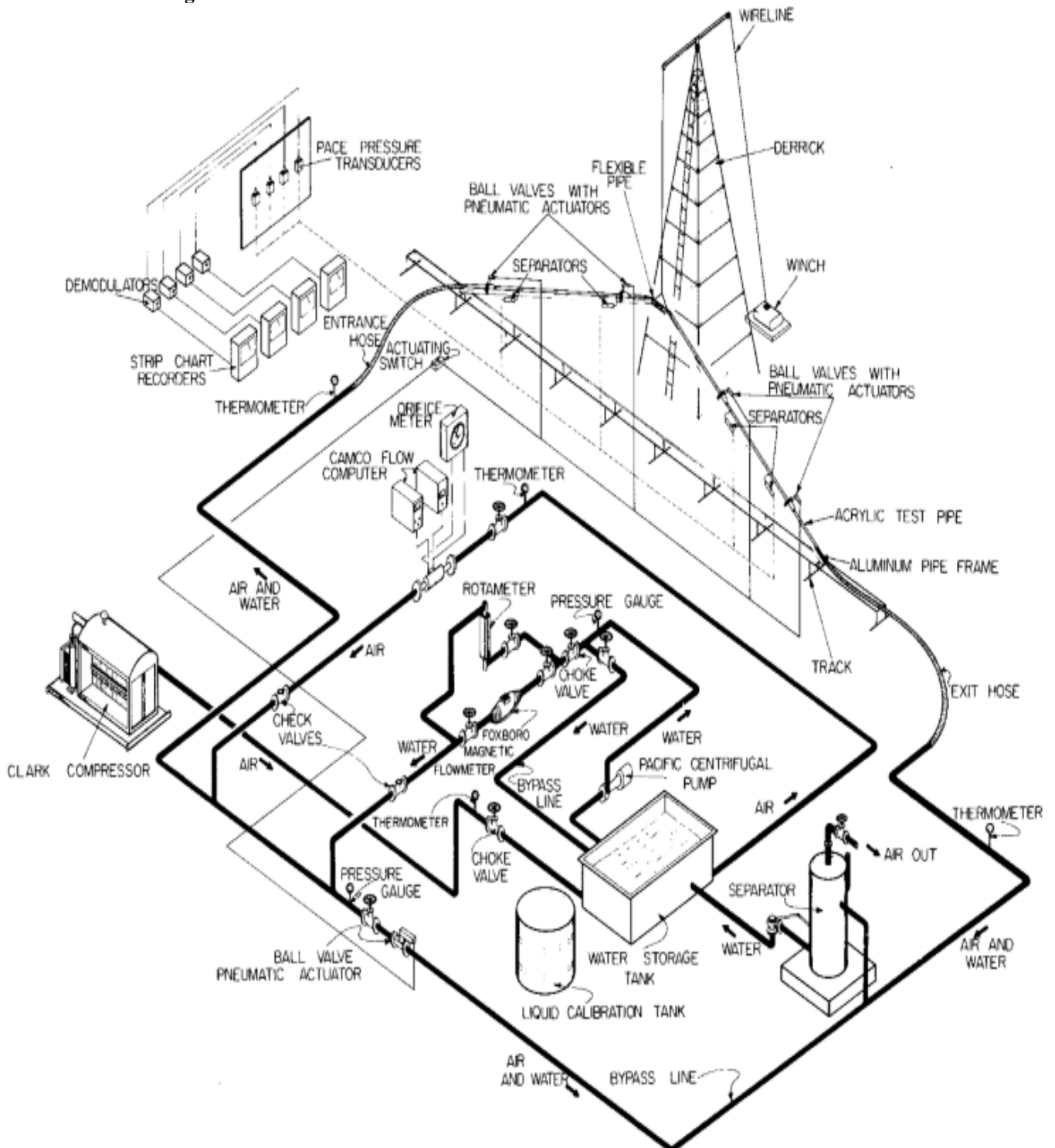
Parâmetro	Faixa de variação
Vazão volumétrica de gás	0 a 300 Mscf/dia
Vazão volumétrica de líquido	0 a 30 gal/min
Pressão média no sistema	35 a 95 psia
Diâmetro do tubo	1 a 1,5 in
<i>Liquid holdup</i>	0 a 0,870
Gradiente de pressão	0 a 0,800 psi/ft
Ângulo de inclinação	-90° a +90°
Padrão de escoamento	Todos

FONTE: Beggs & Brill (1973)

Os fluídos utilizados foram ar e água. Para cada tamanho de tubo, as vazões volumétricas de líquido e de gás foram alteradas, de modo que todos os padrões de fluxo horizontal fossem observados. Depois de estabilizado o padrão de escoamento em uma certa

vazão, o ângulo da tubulação foi variado ao longo da gama de ângulos, de uma forma que se verificasse o efeito dessa mudança sobre o *holdup* e a queda de pressão, os intervalos de averiguação foram intercalados a cada 5°, desde -90° (fluxo vertical descendente) até +90° (fluxo vertical ascendente) em relação a horizontal. Na Figura 2.3 tem-se a planta do experimento:

Figura 2.3 – Planta do sistema de testes.



FONTE: Beggs & Brill (1973)

Ao todo, Beggs & Brill realizaram 584 aferições no escoamento bifásico. Com os equipamentos foi possível registrar os valores reais do *liquid holdup* e do gradiente de pressão. A partir dos valores reais medidos e calculados pelas correlações foi realizado uma análise estatística entre eles, calculando o erro e o desvio padrão dos dados. Abaixo prossegue a Tabela 2.2 com os resultados estatísticos para o *liquid holdup* e o gradiente de pressão:

Tabela 2.2 – Sumário dos resultados estatísticos.

Inclination Angle (degrees)	Number of Tests	Liquid Holdup		Pressure Gradient	
		Average Percent Error	Standard Deviation	Average Percent Error	Standard Deviation
0	58	-0.87	5.51	+2.57	6.03
+ 5	33	-1.46	7.07	+1.57	6.52
+10	32	-0.34	5.70	+1.43	5.84
+15	32	-0.14	5.44	+1.30	6.27
+20	32	-0.95	5.72	+2.03	6.64
+35	30	+0.63	6.83	+0.97	6.92
+55	30	+0.78	5.63	+1.22	5.50
+75	31	+0.83	5.75	+1.77	7.59
+85	16	-0.12	5.11	+0.24	6.32
+90	27	+0.18	7.27	+1.79	5.96
All uphill tests	263	-0.09	6.19	+1.43	6.45
-- 5	33	+0.13	7.45	+1.98	9.32
-10	32	-0.84	8.90	-1.51	17.73
-15	32	+1.16	8.09	+0.57	15.94
-20	32	+0.29	7.17	+1.47	10.30
-35	30	-4.17	10.59	+2.95	11.24
-55	30	-3.13	13.57	-1.83	11.85
-75	31	-0.75	9.13	+0.05	9.61
-85	16	-1.20	6.68	-0.39	3.11
-90	27	+5.47	11.23	+0.44	6.47
All downhill tests	263	-0.34	9.82	+0.47	11.89
All tests	584	-0.28	7.98	+1.11	9.30

FONTE: Beggs & Brill (1973)

Analisando os erros encontrados na experimentação, observa-se um erro médio para *liquid holdup* de -0,28% e para o gradiente de pressão de +0,47%, podendo deste modo legitimar as afirmações anteriores sobre a credibilidade do método para um escoamento bifásico.

2.4.3 Passo-a-passo do método de Beggs & Brill (1973)

2.4.3.1 Equação do gradiente de pressão

A Equação proposta para estimar a queda de pressão é composta por três componentes: elevação, fricção e aceleração, deduzidas da Equação 2.1. Onde os termos são expressos pela Equação 2.17:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{PE} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_F}{1 - E_k} \quad (2.17)$$

Onde E_k é chamado de energia cinética adimensional, que normalmente é desprezado por ter uma contribuição mínima em relação aos outros termos, sua fórmula é dada pela Equação 2.18:

$$E_k = \frac{u_m u_{sg} \rho_m}{g_c \cdot \rho} \quad (2.18)$$

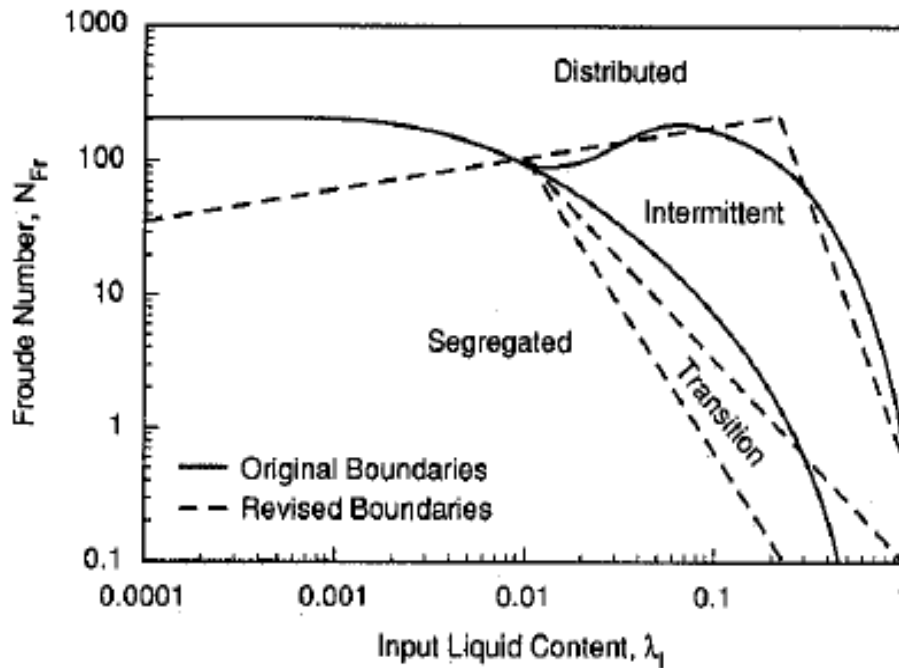
2.4.3.2 Padrões de escoamento horizontal

Beggs & Brill (1973) utilizaram dois critérios para descrever os limites dos padrões de escoamento na horizontal: *liquid holdup* sem escorregamento e o número adimensional de Froude. Expressos pelas Equações 2.19 e 2.20:

$$N_{FR} = \frac{u_m^2}{gD} \quad (2.19)$$

$$\lambda_l = \frac{u_{sl}}{u_m} \quad (2.20)$$

Figura 2.4 Mapa de padrão de escoamento Beggs & Brill (1973)



FONTE: Beggs & Brill (1973)

As fronteiras dos regimes de escoamento são obtidas pelos números adimensionais, descritos pelas Equações 2.21 a 2.24:

$$L_1 = 316\lambda_l^{0.302} \quad (2.21)$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_l^{-2.4684} \quad (2.22)$$

$$L_3 = 0.10\lambda_l^{-1.4516} \quad (2.23)$$

$$L_4 = 0.5\lambda_l^{-6.738} \quad (2.24)$$

Prosseguindo com o teste lógico abaixo, pode-se determinar os regimes de fluxo nas Equações 2.25 a 2.28:

Regime segregado:

$$\lambda_l < 0.001 \text{ e } N_{FR} < L_1 \text{ ou } \lambda_l > 0.001 \text{ e } N_{FR} < L_2 \quad (2.25)$$

Regime de transição:

$$\lambda_l > 0.001 \text{ e } L_2 < N_{FR} \leq L_3 \quad (2.26)$$

Regime intermitente:

$$0.001 < \lambda_l \leq 0.4 \text{ e } L_3 < N_{FR} \leq L_1 \text{ ou } \lambda_l \geq 0.4 \text{ e } L_3 < N_{FR} \leq L_4 \quad (2.27)$$

Regime distribuído:

$$\lambda_l < 0.4 \text{ e } N_{FR} \geq L_1 \text{ ou } \lambda_l \geq 0.4 \text{ e } N_{FR} > L_4 \quad (2.28)$$

2.4.3.3 Liquid Holdup (fração de líquido)

A definição do regime de escoamento é primordial para se determinar o *liquid holdup* horizontal, pois a partir da disposição do fluxo é que se escolhe as constantes adimensionais a serem usadas na Equação 2.29:

$$H_{l(0)} = \frac{a\lambda_l^b}{N_{FR}^c} \quad (2.29)$$

Tabela 2.3 – Coeficientes empíricos para fração de líquido na horizontal

Padrão de escoamento	a	b	c
Segregado	0,980	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

FONTE: Beggs & Brill (1973)

O *liquid holdup* para uma certa inclinação é advindo da Equação 2.30:

$$H_{l(\theta)} = H_{l(0)} * \Psi \quad (2.30)$$

Onde, Ψ é o fator de correção do *liquid holdup*, considerando-se a atuação da inclinação do duto, calculado na Equação 2.31:

$$\Psi = 1 + C[\sin(1.8\theta) - 0.333 \sin^3(1.8\theta)] \quad (2.31)$$

O C é obtido a partir da Equação 2.32:

$$C = (1 - \lambda_l) \ln(d\lambda_l^e N_{vl}^f N_{FR}^g) \quad (2.32)$$

O C deve ser sempre maior que zero, no caso que isso não ocorra assume-se para ele o valor de zero. N_{vl} é um número adimensional, intitulado de número de velocidade de líquido, obtido pela Equação 2.33:

$$N_{vl} = 1.938 u_{sl} \sqrt[4]{\frac{\rho_l g}{\sigma}} \quad (2.33)$$

Onde, a velocidade superficial está em ft/s, a densidade está em lb_m/ft^3 , tensão superficial está din/cm , viscosidade está em cp e o diâmetro em ft. Os coeficientes adimensionais e , f e g são retirados da Tabela 2.4:

Tabela 2.4 – Coeficientes empíricos para obtenção do C .

Padrão de Escoamento	Direção	d	e	f	g
Segregado	Ascendente	0,011	-3,768	3,539	-1,614
Intermitente	Ascendente	2,960	0,305		0,0978
Distribuído	Ascendente	<i>s/correção $C=0, \psi = 1$</i>			
Todos	Descendente	4,700	-0,369	0,1244	0,5056

FONTE: Beggs & Brill (1973)

Se o padrão de escoamento for o de transição, o *liquid holdup* é calculado interpolando as equações para o fluxo segregado e intermitente, segundo a Equação 2.34:

$$H_{l(\theta)trans} = AH_{l(\theta)seg} + (1 - A) H_{l(\theta)int} \quad (2.34)$$

No qual:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (2.35)$$

2.4.3.4 Cálculo do gradiente de pressão

A perda de carga ocasionada pela energia potencial é baseada nas variáveis do escoamento bifásico e na densidade média da mistura *in-situ* (ρ_{tp}), ou seja, nas condições apresentadas no poço, utilizando as frações de líquido e gás para relacionar os eventos. Para o gradiente de pressão por elevação, tem-se a Equação 2.36:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{PE} = \frac{g}{g_c} \rho_{tp} \text{sen}\theta \quad (2.36)$$

$$\rho_{tp} = \rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l) \quad (2.37)$$

O fator de fricção utilizado para este método foi normalizado por Beggs & Brill, obtido durante os experimentos, onde considera-se o tubo liso e as propriedades do fluxo bifásico. A contribuição da perda de carga por atrito é obtida a partir da Equação 2.38:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_F = \frac{f_{TP} \rho_m u_m^2}{g_c D} \quad (2.38)$$

Onde:

$$\rho_m = \rho_l \lambda_l + \rho_g (1 - \lambda_l) \quad (2.39)$$

$$f_{TP} = f_n \left(\frac{f_{TP}}{f_n}\right) \quad (2.40)$$

O fator de atrito sem escorregamento, f_n , tem-se por base um tubo liso, $\left(\frac{\varepsilon}{D}\right) = 0$, utiliza-se uma correlação da literatura para esse fator de atrito ou o diagrama de Moody, com o número de Reynolds igual a:

$$N_{RE_m} = \frac{\rho_m u_m D}{\mu_m} \quad (2.41)$$

No qual:

$$\mu_m = \mu_l \lambda_l + \mu_g (1 - \lambda_l) \quad (2.42)$$

O fator de fricção bifásico, f_{TP} , é dado pela Equação 2.43:

$$f_{TP} = f_n e^S \quad (2.43)$$

Onde:

$$S = \frac{[\ln(x)]}{\{-0.0523 + 3.182 \ln(x) - 0.8725[\ln(x)]^2 + 0.01853[\ln(x)]^4\}} \quad (2.44)$$

$$x = \frac{\lambda_l}{H_{l(\theta)}^2} \quad (2.45)$$

Existe uma descontinuidade na equação 2.44, quando x está entre 1 e 1,2. Sabendo disso foi proposto uma alteração no S , quando o x tiver dentro desta faixa:

$$S = \ln(2,2x - 1,2) \quad (2.46)$$

3 DESENVOLVIMENTO DO SIMULADOR

Este tópico tem como ênfase descrever a metodologia usada por Lucas Bruno Russo e Silva Rocha e Igor Belizário Rocha, graduandos em Engenharia de Petróleo, para a criação da planilha no Microsoft Office Excel de simulação de elevação de petróleo. Apresentando o algoritmo iterativo para solução de cada subdivisão do poço, as hipóteses utilizadas no desenvolvimento da ferramenta computacional, as correlações para determinar as propriedades do fluido ao longo do poço e, por fim, expor a estrutura e interface gráfica da planilha.

3.1 Algoritmo para solução da queda de pressão

No escoamento multifásico a pressão e temperatura variam ponto a ponto. Sabendo disso, para simular com eficiência a elevação de petróleo é necessário dividir o poço em seções, de forma que minimize as variações das propriedades físicas do fluido, aumentando a sensibilidade do programa e a precisão da estimativa de pressão. Para cada subsetor do poço é solucionado as equações que regem o escoamento multifásico.

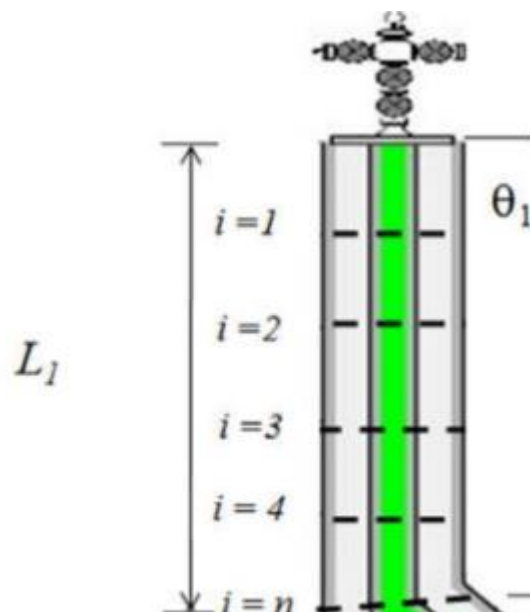
A planilha utiliza o método iterativo em que a pressão no fundo do poço é dada, fixa-se o comprimento das seções e há incremento e estimativas na pressão, calculando a pressão e a temperatura para cada segmento até atingir a superfície. O algoritmo adaptado de Mukherjee & Brill (1999) é empregue na planilha para previsão simultânea dos gradientes de pressão, esse algoritmo consiste em:

- 1 – Armazenamento dos dados de entrada;
- 2 – Divisão do poço em n seções;
- 3 – Estima-se a pressão no final da seção;
- 4 – Calcula-se a pressão média na seção;
- 5 – Calcula-se a temperatura média na seção;
- 6 – Determina-se as propriedades PVT do fluido, baseado na pressão e temperatura média da seção;
- 7 – Determina-se o gradiente de pressão utilizando o método de Beggs & Brill (1973), com as propriedades obtidas no passo 6;

- 8 – Calcula-se a pressão inicial do próximo segmento, subtraindo o gradiente de pressão (passo 7) da pressão média na seção (passo 4);
- 9 – Compara-se a pressão calculada no passo 8 com a estimada no passo 3, se o erro entre os valores estimados e calculados for menor que 10^{-3} então houve convergência e o algoritmo pula para o próximo passo. Senão, o algoritmo retorna para o passo 3, pondo um incremento na estimativa;
- 10 – Havendo convergência no passo 9, pula-se para a próxima seção, onde a pressão e a temperatura inicial da próxima seção são iguais a pressão e temperatura final do segmento anterior;
- 11 – Repete-se os passos do 1 ao 10 para todas as seções;

Adiante, tem-se o esboço da discretização do poço na Figura 3.1:

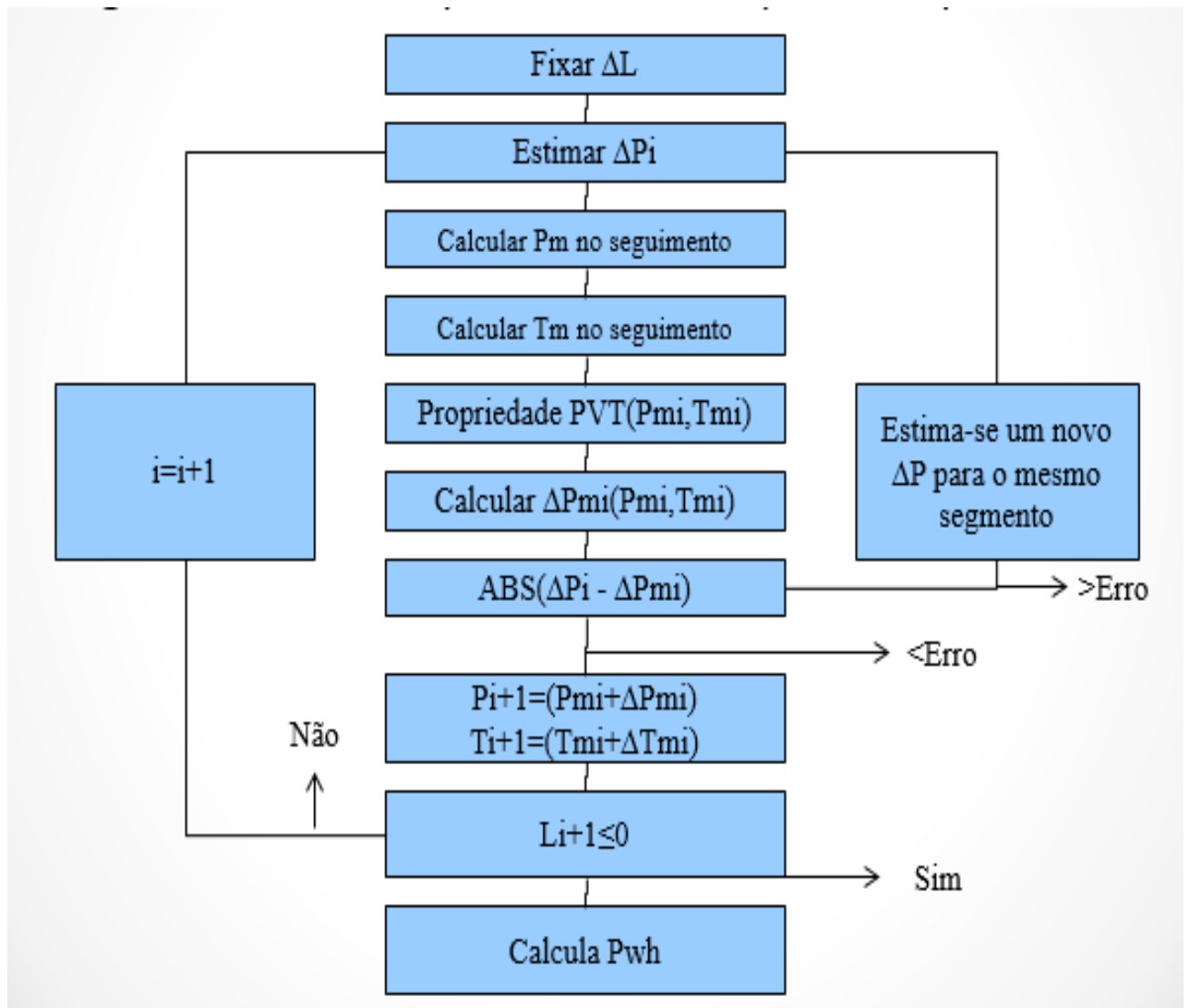
Figura 3.1 Divisão do poço.



FONTE: Adaptado de Nascimento, 2013.

A seguir, tem-se o fluxograma que ilustra o algoritmo de marcha na Figura 3.2:

Figura 3.2 Fluxograma do algoritmo.



FONTE: Elaborado pelo autor.

3.2 Hipóteses utilizadas

Para o perfeito funcionamento da planilha foram consideradas algumas presunções durante o desenvolvimento do simulador. Na implementação das linhas de código essas hipóteses foram seguidas, afim de tornar a programação viável, de modo que o desempenho da planilha ficasse satisfatório, ou seja, fosse mantido ao máximo possível a reprodução dos eventos que ocorrem em uma elevação de petróleo em campo.

- Escoamento permanente, unidimensional e fluído newtoniano;
- Escoamento bifásico, apenas de óleo e gás;
- Negligenciamento da produção de água;
- Pressão abaixo do ponto de bolha em toda coluna de produção;
- Área da seção transversal do poço constante;
- Queda da temperatura linear ao longo do poço.

A equação que prediz o gradiente de pressão demonstrada por Beggs & Brill (1973), inserida na planilha, provém das leis de conservação de massa e momento. Para a lei de conservação de massa foi considerado que não há variação de massa dentro do volume de controle e existe apenas uma direção do fluxo. A lei de conservação do momento foi ponderado um volume de controle estacionário, no qual a tensão de cisalhamento é dada para um fluído newtoniano. Surgindo a condição de escoamento permanente, unidimensional e fluído newtoniano.

As variáveis do escoamento multifásico introduzidas no programa contemplam apenas dois fluídos, óleo e gás. Logo, há uma simulação de um escoamento bifásico e não um escoamento multifásico. Consequentemente foi necessário desconsiderar a produção de água no poço, pois a presença de água é constatada com frequência, devida à água conata nos reservatórios.

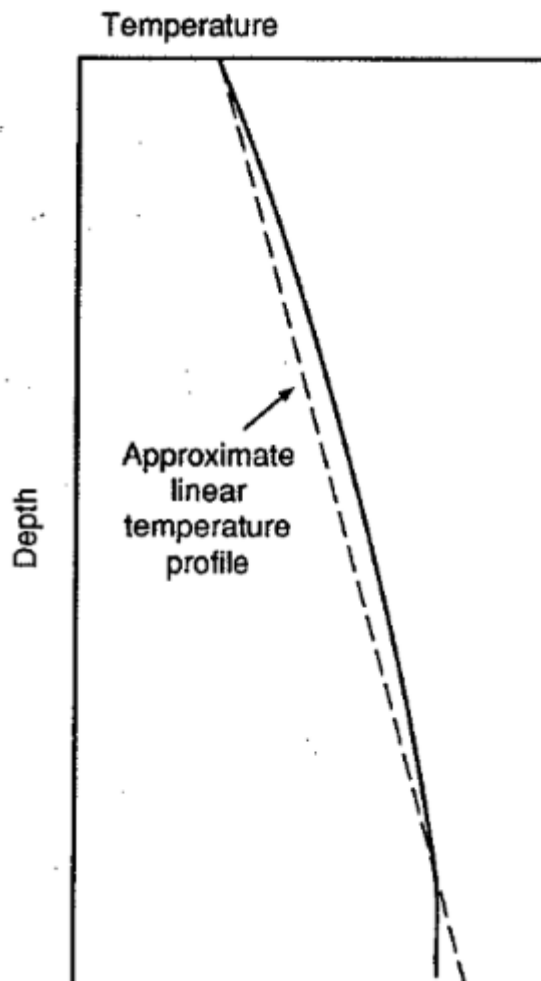
As correlações empíricas utilizadas para cálculo das propriedades físicas do petróleo obedecem a restrição que consiste na pressão do fluxo abaixo do ponto de bolha do fluído, baseados no modelo *black-oil*; resultando ao longo do escoamento a constante presença de gás e líquido. Essa consideração traz estabilidade para as correlações e também garante que durante todo percurso na coluna haja um escoamento bifásico.

A perda de carga referente a energia cinética é desconsiderada, pois quando não há expansão ou contração da área da seção transversal do tubo, sua parcela na queda de

pressão total se torna insignificante. Normalmente o diâmetro interno da coluna de produção é constante, podendo assim, ser feita essa desconsideração sem grande influência na simulação.

Para a estimativa da temperatura do fundo do poço até a superfície, emprega-se o gradiente geotérmico. A literatura alega que essa aproximação linear é eficiente na previsão do perfil de temperatura no poço. O gradiente geotérmico mais difundido é de 30°C por 1000 m. Adiante, tem-se uma ilustração na Figura 3.3 da aproximação linear satisfatória:

Figura 3.3 Aproximação do perfil de temperatura.



FONTE: Adaptado de Economides (1993)

3.3 Correlações empíricas para cálculo das propriedades

Para descrever o comportamento do fluido com fidelidade durante o escoamento, precisa-se determinar as suas propriedades físicas para cada ponto de pressão e temperatura.

Tendo em vista que ambas variam durante o fluxo no poço foi implementado na planilha correlações, baseado no modelo *black-oil*, com o intuito de aproximar os resultados da realidade. A Tabela 3.1 mostra os autores das correlações empíricas que foram utilizadas:

Tabela 3.1 – Correlações implementadas na planilha

Propriedade	Correlação de
Razão de solubilidade	Standing
Fator volume-formação de óleo	Standing
Densidade relativa do gás dissolvido	Katz
Viscosidade do óleo	Beggs & Robinson
Tensão superficial	Abdul-Majeed
Pressão pseudo crítica	Sutton
Temperatura pseudo crítica	Sutton
Fator de compressibilidade	Beggs & Brill
Fator volume-formação de gás	Equação de estado gás real
Viscosidade do gás	Lee, Gonzalez e Eakin
Fator de atrito	Chen

FONTE: Elaborada pelo autor.

A seguir estão detalhadas as correlações, descritas nas Equações 3.1 a 3.36:

- A razão de solubilidade é dada por:

Para °API menor ou igual a 30:

$$R_s = \frac{\gamma_g P^{1.0937}}{27.64} \times 10^{11.172A} \quad (3.1)$$

Para °API maior que 30:

$$R_s = \frac{\gamma_g P^{1.0937}}{56.06} \times 10^{10.393A} \quad (3.2)$$

Onde:

$$A = \frac{\gamma_l}{T + 460} \quad (3.3)$$

- O fator volume-formação de óleo:

Para °API menor ou igual a 30:

$$B_o = 1.0 + 4.677x10^{-4}R_s + 0.1751x10^{-4}F - 1.8106x10^{-8}R_sF \quad (3.4)$$

Com ° API maior que 30:

$$B_o = 1.0 + 4.67x10^{-4}R_s + 0.11x10^{-4}F + 0.1337x10^{-8}R_sF \quad (3.5)$$

Sendo:

$$F = (T - 60) \left(\frac{\gamma_l}{\gamma_g} \right) \quad (3.6)$$

- Densidade relativa do gás dissolvido:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02\gamma_l + 10^{-6}(0.6874 - 3.586\gamma_l)R_s \quad (3.7)$$

- Densidade do óleo:

$$\rho_o = \frac{\left[\frac{8.830}{131.5 + \gamma_l} \right] + 0.01361\gamma_{gd}R_s}{B_o} \quad (3.8)$$

- Viscosidade:

Para o óleo morto:

$$\mu_{od} = 10^A - 1 \quad (3.9)$$

$$A = BT^{-1.163} \quad (3.10)$$

$$B = 10^C \quad (3.11)$$

$$C = 3.0324 - 0.02023\gamma_l \quad (3.12)$$

Logo, para o óleo *in-situ*:

$$\mu_o = a\mu_{od}^b \quad (3.13)$$

Onde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (3.14)$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad (3.15)$$

- Tensão superficial:

$$\sigma_{go} = \sigma_{od} \left(\frac{\sigma_{go}}{\sigma_{od}} \right) \quad (3.16)$$

Sendo:

$$\sigma_{od} = (1.17013 - 1.694 * 10^{-3}T) * (38.085 - 0.259\gamma_{API}) \quad (3.17)$$

$$\left(\frac{\sigma_{go}}{\sigma_{od}} \right) = 0.056379 + 0.94362e^{(-3.8491 * 10^{-3}R_s)} \quad (3.18)$$

- Pressão pseudoreduzida:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (3.19)$$

No qual:

$$P_{pc} = 756.8 - 131.07\gamma_g - 3.6\gamma_g^2 \quad (3.20)$$

- Temperatura pseudoreduzida:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (3.21)$$

Onde:

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5\gamma_g - 74.0\gamma_g^2 \quad (3.22)$$

- Fator de compressibilidade do gás, considerando $P_{pr} = P_{red}$ e $T_{pr} = T_{red}$:

$$Z = A + \frac{1 - A}{e^B} + CP_{red}^D \quad (3.23)$$

Sendo A, B, C e D, igual a:

$$A = 1.39\sqrt{T_{red} - 0.92} - 0.36T_{red} - 0.101 \quad (3.24)$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{red})P_{red} + \left(\frac{0.066}{T_{red} - 0.86} - 0.037 \right) P_{red}^2 + \frac{0.32P_{red}^6}{10^{9(T_{red}-1)}} \quad (3.25)$$

$$C = 0.132 - 0.32\log T_{red} \quad (3.26)$$

$$D = 10^{0.3106 - (0.49T_{red}) + 0.1824T_{red}^2} \quad (3.27)$$

- Fator volume-formação de gás:

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT}{p} \quad (3.28)$$

- Densidade do gás:

$$\rho = \frac{MP}{ZRT} \quad (3.29)$$

Tendo como:

$$\gamma_g = \frac{M}{28.97} \quad (3.30)$$

- Viscosidade do gás:

$$\mu_g = 10^{-4} K EXP(X\rho^Y) \quad (3.31)$$

Onde K, X e Y:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad (3.32)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \quad (3.33)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (3.34)$$

- Para o fator de atrito, f_n , tem-se que:

Se $N_{REm} < 2100$:

$$f_n = \frac{16}{N_{RE}} \quad (3.35)$$

Senão:

$$\frac{1}{\sqrt{f_n}} = -4 \log \left\{ \frac{\epsilon}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{RE}} \log \left[\frac{\epsilon^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{RE}} \right)^{0.8981} \right] \right\} \quad (3.36)$$

3.4 Estrutura e interface gráfica

Ao se planejar uma ferramenta computacional para simulação da elevação de petróleo, levou-se em consideração a praticidade do programa. No desenvolvimento do simulador foi almejado tornar sua aplicação simples e objetiva, obtendo resultados automatizados de forma clara e mais gráfica possível. Por esses motivos, optou-se por uma planilha eletrônica. A indicada foi *Microsoft Office Excel®* pela vasta gama de ferramentas de programação e por ser a mais presente em computadores no Brasil.

A atual versão do simulador tem capacidade de subdividir o poço em até 700 seções, mas a expansão desse número pode ser feita sem muitas dificuldades. Além disso, o

programa aceita qualquer inclinação de poço, desde que o ângulo seja constante, prevendo no decorrer do escoamento o comportamento dos fluídos e a perda de carga. Existiu durante o projeto algumas etapas sequenciadas de melhoramento, tornando possível a atual configuração do programa. As etapas consistiram em:

1ª etapa – Inserção das correlações das propriedades e das equações do método de Beggs & Brill (1973) na planilha. Procurou-se ter o maior número de correlações possíveis, afim de diminuir a quantidade informações iniciais necessárias para se ter a estimativa de pressão no poço.

2ª etapa – Divisão do poço em seções e a inclusão do algoritmo iterativo para solução acoplada das pressões. Para gerar a discretização no tubo, programou-se de tal forma que cada seção foi representada por uma coluna da planilha. Os códigos foram escritos de modo que a planilha se automatizassem após declarados os dados de entrada.

Inicialmente, para solucionar o algoritmo iterativo utilizou-se o *solver* para estimativa da pressão e convergência dos resultados, porém o tempo de cálculo era elevado, pois a partir das restrições impostas ao *solver* seu método de estimativa contemplava o poço completo, não obtendo a convergência de um modo eficiente.

3ª etapa – Aprimoramento do tempo dos cálculos iterativos e criação da interface gráfica. Nessa última etapa foram confeccionadas macros, utilizando a linguagem de programação VBA que é disponível para desenvolver códigos avançados e interfaces no *Microsoft Office*. Com a função atingir meta implementada no VBA e aplicando um *loop* para todas as seções houve um ganho expressivo na velocidade de iteração do simulador, melhorando significativamente o tempo para se alcançar os resultados, haja vista que o atingir meta converge um segmento por vez.

As linhas de códigos no VBA permitiram a criação de uma interface que facilita o uso do simulador e a aquisição dos resultados, ocultando o conjunto de rotinas implementadas e impedindo que se altere o funcionamento da planilha ao iniciar o programa. A seguir, apresenta-se o *layout* do simulador.

3.4.1 Design do aplicativo

Ao inicializar o arquivo, a interface é a responsável pela interação do usuário com a planilha. Nas Figuras 3.4 e 3.5, tem-se as telas de cada página do programa.

Figura 3.4 Dados de entrada na interface.

Planilha automatizada com método de Beggs and Brill X

Dados de Entrada | Gráficos dos Resultados

Dados de Entrada

Universidade Federal do Ceará

Engenharia de Petróleo

Alunos: Lucas Bruno Russo e Igor Belizário

Orientador: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

Insira o valor:

Ângulo de inclinação (graus)

Tamanho das seções (ft)

Temperatura no fundo do poço (°F)

Pressão no fundo do poço (psia)

Diâmetro interno (in)

Vazão de óleo (STB/dia)

Razão gás-óleo (SCF/STB)

Densidade relativa do óleo (°API)

Densidade relativa do gás

Profundidade (ft)

Resultado:

FONTE: Elaborada pelo autor.

Nesta página são inseridos os parâmetros necessários para os cálculos, após o preenchimento de todos os dados, clica-se no botão calcular para então o programa começar as estimativas. Ao término das iterações há um *print* na janela amarela, localizada abaixo de “Resultado:”, com a pressão disponível na cabeça de poço. Existe também a possibilidade de se excluir todos os números digitados ao clicar no botão limpar.

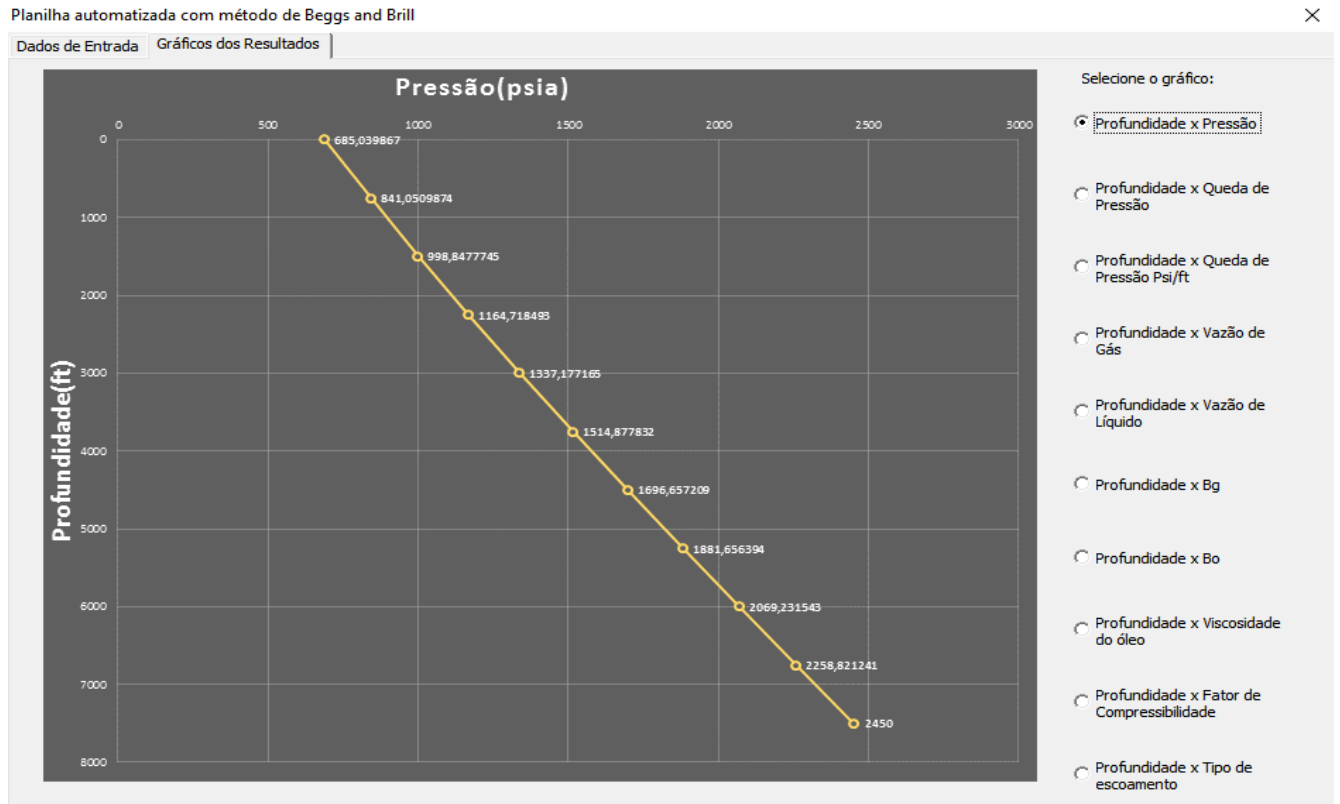
Figura 3.5 Gráficos dos resultados na interface.



FONTE: Elaborada pelo autor.

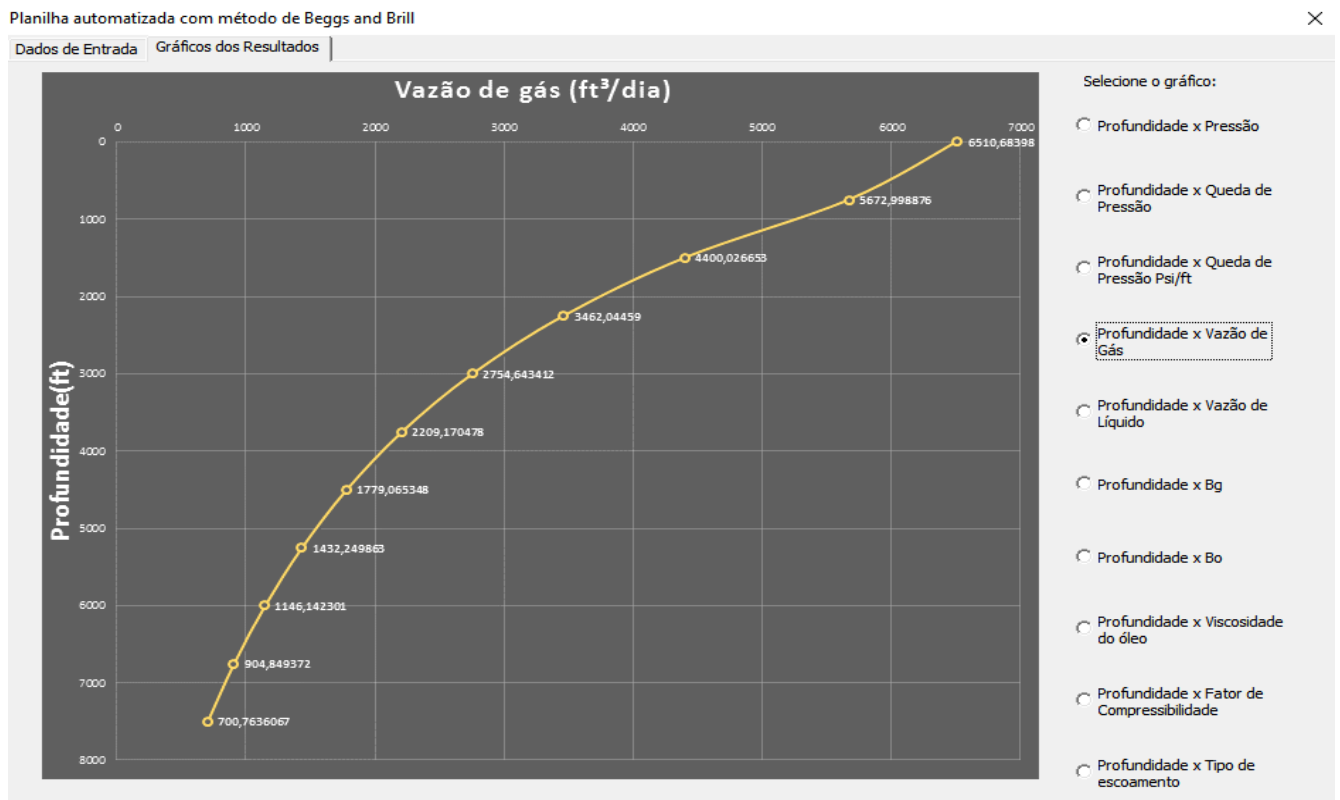
Nesta página encontra-se os gráficos decorrentes dos resultados obtidos na planilha. Estes gráficos ilustram o comportamento das variáveis mais pertinentes durante o percurso na coluna de produção. Os parâmetros contemplados para visualização são: pressão, queda de pressão, gradiente de pressão, vazão de gás, vazão de líquido, B_g , B_o , fator de compressibilidade e regime de escoamento. Lembrando que o eixo das abscissas corresponde à profundidade e o eixo das ordenadas às propriedades em questão. Ao clicar em uma das opções, o gráfico aparecerá no quadro em branco, como nas Figuras 3.6 e 3.7:

Figura 3.6 Exemplo 1 dos resultados na interface.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 3.7 Exemplo 2 dos resultados na interface.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Além da geração dos gráficos, o software disponibiliza um modo de salvar os resultados. No local do computador onde o arquivo da planilha se encontra, será criado um arquivo para cada opção clicada, chamado de “temp.gif”. Abrindo o arquivo, pode-se salvar a imagem do gráfico aberto no momento.

3.4.2 Pop-ups para estabilidade do software

Durante os testes de funcionamento do simulador, observou-se alguns eventos na inserção dos dados que traziam instabilidade para algoritmo de convergência. Esses erros foram capazes de desfigurar os códigos da planilha. Para manter a estabilidade do simulador foi posto restrições com mensagens de alerta na interface.

As caixas de mensagens surgem ao clicar no botão de calcular, quando há algum valor de entrada incompleto, quando o número de seções é abaixo de três ou quando a temperatura é baixa demais, sendo incoerente com a profundidade do poço. A seguir estão expostos os alertas nas Figuras 3.8 a 3.9:

Figura 3.8 Mensagem de alerta 1.

Planilha automatizada com método de Beggs and Brill

Dados de Entrada | Gráficos dos Resultados

Dados de Entrada

Universidade Federal do Ceará

Engenharia de Petróleo

Alunos: Lucas Bruno Russo e Igor Belizário

Orientador: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

Insira o valor:

Ângulo de inclinação (graus) 90

Tamanho das seções (ft) 200

Temperatura no fundo do poço (°F) 220

Resultado:

Erro

Digite todos os valores

OK

Limpar Calcular

FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 3.9 Mensagem de alerta 2.

Planilha automatizada com método de Beggs and Brill

Dados de Entrada | Gráficos dos Resultados

Dados de Entrada

Universidade Federal do Ceará

Engenharia de Petróleo

Alu

On

M

Insira o valor:

Ângulo de inclinação (graus) 90

Tamanho das seções (ft) 5000

Temperatura no fundo do poço (°F) 200

2500

2.5

900

Razão gás-óleo (SCF/STB) 550

Densidade relativa do óleo (°API) 29

Densidade relativa do gás 0.9

Profundidade(ft) 7000

Limpar Calcular

Resultado:

Dados incoerentes

Para o perfeito funcionamento da planilha, por favor verifique se a temperatura no fundo do poço não está baixa demais ou número de seções está menor que 3

OK

FONTE: Elaborada pelo autor.

3.4.3 Estrutura interna

Neste tópico será exposta as linhas de código, não apenas na planilha como também no VBA. Essas rotinas são as verdadeiras responsáveis pelo *layout* do aplicativo e pela simulação do fluxo de óleo e gás. Primeiramente, será mostrado as 5 abas da planilha, onde estão inclusas as correlações empíricas e o método de Beggs & Brill. As abas são visíveis nas Figuras 3.10 a 3.14:

Dados de entrada:

Figura 3.10 Aba dos dados de entrada na planilha.

Área de Transferência | Colar | Fonte | Alinhamento | Número | Formatação Condicional | Estilo | Células | Edição

C33: $=\text{Calculo-para-cada-seção}!C15*(1+(0,00005912*\text{Calculo-para-cada-seção}!C14*\text{LOG}(C14/114,7;10)))$

Dados de Entrada			Teste Para Funcionamento Perfeito	
Dados:	Unidade:	Insira o valor:	Temperatura mi	Nº de Seções
Ângulo de inclinação	graus	90,00000	28,346	10,00000
Tamanho das seções	R	750,00000	Recomendado: 200 R	
Temperatura no fundo do poço	F	152,33000	Padrão: 100 °F	
Temperatura do separador	F	100,00000	Padrão: 114,7 psia	
Pressão do separador	psia	114,70000		
Pressão no fundo do poço	psia	2450,00000		
Dímetro interno	in	3,50000		
Vazão de óleo	STB/dia	534,60000		
FGD	SCF/STB	951,00000		
Densidade relativa do óleo	API	25,00000		
Densidade relativa do gás		0,90200		
Profundidade	R	7500,00000	Calcular	Clique em Calcular

Valores Considerados para cálculos		Por Seção:										
	Unidade	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Gravidade	R/s²	32,17400										
Número de Seções		11,00000										
Dímetro interno	R	0,29167										
Densidade relativa do gás corrigida		0,90200										
Gradiente geotérmico	°F/R	0,01646										

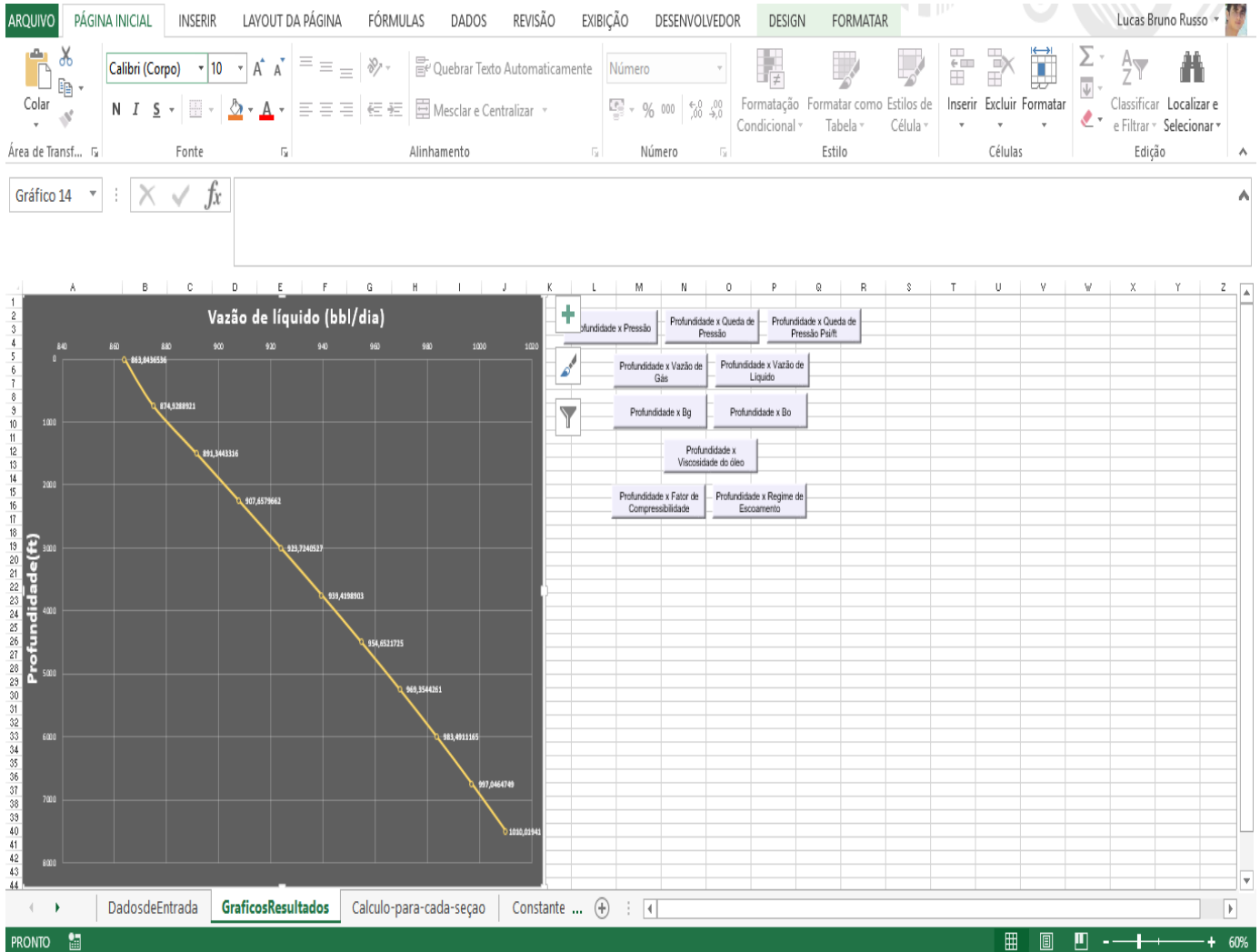
Iteração para os Delta P		Por Seção:										
	Poço Completo:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
DP estimado [psia/ft]	0	0,35087546	0,351700922	0,35041201	0,34492292	0,3336666	0,31400776	0,280937298	0,235042539	0,18793017	0,141858913	1,141858913
DP calculado nos pns médios [psia/ft]	0,364096478	0,35078961	0,351832443	0,3515223	0,34800468	0,34167938	0,32890073	0,305884932	0,271515358	0,23356529	0,195451752	0,195451752
Erro	1	0,00024475	0,000657856	0,00315851	0,01056141	0,02345118	0,0455132	0,081558887	0,131380498	0,19538498	0,274193843	4,842152338
Teste lógico para erro por seção	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Dados de Saída		Por Seção:										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Profundidade [ft]	7500	6750	6000	5250	4500	3750	3000	2250	1500	750	0	
Queda de Pressão [psi]	263,0832206	527,0415378	790,683264	1052,136771	1308,33631	1555,13185	1784,54595	1988,18207	2163,356037	2309,944851	2309,94485	
P _{wf} [psi]	407,338007											

FONTE: Elaborada pelo autor.

Gráficos dos resultados:

Figura 3.11 Aba dos gráficos dos resultados na planilha.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Cálculo para cada seção:

Figura 3.12 Aba do cálculo para cada seção.

The screenshot displays the Microsoft Excel interface with the 'DESENVOLVEDOR' (Developer) ribbon active. The formula bar contains the following complex formula:

```
=SE(E(DadosdeEntrada!$C$31>G3;G3>0);SE(E(H46>=0,01;H53<H50;H50<=H54);"Regime de Transição";SE(OU(E(H46<0,01;H50<H52);(E(H46>=0,01;H50<H53)));"Regime Segregado";SE(OU(E(H46<0,4;0,01<=H46;H50<=H52;H54<H50);(E(H46>=0,4;H50<=H55;H54<H50)));"Regime Intermitente";SE(OU(E(H46<0,4;H50>=H52);(E(H46>=0,4;H50>H55)));"Regime Distribuído"))));"
```

The spreadsheet table below shows the calculated values for various parameters across different wellbore diameters (columns E-K):

			E	F	G	H	I	J	K
4	Profundidade	ft	7000	6300	5600	4900	4200	3500	2800
5	Temperatura média na seção	'F	142,3928	182,71784	171,1964	159,67436	148,15352	136,63208	125,11064
6	Pressão média na seção	psia	2500	2186,391553	2004,104371	1822,961584	1644,283104	1468,624303	1297,03920
7	Pressão no início da seção	psia	2500	2278,810141	2094,965231	1912,770497	1732,497927	1554,326853	1380,69094
8	Diâmetro interno	ft	0,2083333333	0,2083333333	0,2083333333	0,2083333333	0,2083333333	0,2083333333	0,2083333333
9	RGO	SCF/STB	550	550	550	550	550	550	550
11	A		0,048141346	0,045200893	0,045944495	0,046738728	0,047685328	0,048606169	0,049565627
12	Rs	SCF/STB	584,6104468	467,2692785	433,8170754	399,806692	365,3915965	330,6606977	295,843612
15	Densidade rel. óleo	API	29	29	29	29	29	29	29
16	Densidade rel. gás		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
17	Bo	bb/STB	1,291807459	1,254334166	1,237491168	1,219978601	1,201838706	1,183103471	1,16386412
18	Densidade do óleo	lbm/ft³	47,3282471	47,44210445	47,82394081	48,20357498	48,58363333	49,05436333	49,52829137
19	Densidade do gás dissolvido no óleo		0,786905882	0,777942437	0,781725933	0,785183833	0,788697123	0,792252636	0,795840547
20	Viscosidade do óleo	cp	1,106304925	0,77935643	0,890002111	1,024517017	1,202744501	1,448663991	1,794205148
22	Pressão Pseudo reduzida do gás		3,330916501	3,757009175	3,438752474	3,151186776	2,866363908	2,585415835	2,309215802
23	Temperatura Pseudo reduzida do gás		1,421374673	1,544944626	1,516523536	1,485338147	1,462152757	1,434967367	1,407781978
24	Fator de compressibilidade (Z)		0,72851454	0,790041593	0,777603164	0,767738023	0,760358462	0,756050883	0,754444056
25	Bg	ft³/SCF	0,00495025	0,006126777	0,006467221	0,006842955	0,007314611	0,007913598	0,008685296
26	Densidade do gás	lbm/ft³	13,84039676	11,22227529	10,63151753	10,04776108	9,399867099	8,688383604	7,916410321
27	Constante 1 da viscosidade		110,2658823	120,163234	117,3022555	115,7309254	113,5511762	111,3630596	109,1666369
28	Constante 2 da viscosidade		5,348546341	5,21757991	5,245809136	5,273823126	5,302878827	5,333035446	5,364356762
29	Viscosidade do gás	cp	0,024663153	0,021330362	0,020317373	0,019364782	0,018374918	0,017395365	0,016332182
30	Tensão superficial	dm/cm	4,4252128	4,933017805	5,59318052	6,297952551	7,121071112	8,081716776	9,202364777
31	Gravidade		32,174	32,174	32,174	32,174	32,174	32,174	32,174
32	Ângulo de inclinação	graus	90	90	90	90	90	90	90
34	Área do escoamento	ft²	0,034088462	0,034088462	0,034088462	0,034088462	0,034088462	0,034088462	0,034088462
36	Vazão de líquido	bb/Id	1162,626713	1144,886321	1128,900741	1113,742051	1097,980741	1081,654835	1064,793123
38	Vazão do óleo	STB/Id	900	900	900	900	900	900	900
39	Vazão de gás	ft³/dia	0,1	254,1269754	481,4176656	715,5310389	988,7319289	1314,824997	1714,522585
40	Vazão de gás gráfico			254,1269754	481,4176656	715,5310389	988,7319289	1314,824997	1714,522585
41	# Velocidade de escoamento		#####						
42	Usl	ft/s	2,216505987	2,182684569	2,152208635	2,123309138	2,093260768	2,062136017	2,029989777
43	Usg	ft/s	3,39531E-05	0,086283871	0,163458002	0,242944644	0,335704891	0,446423248	0,582132781
44	Velocidade da mistura	ft/s	2,21653934	2,26896844	2,315664637	2,366253782	2,428965459	2,508553285	2,612122551
46	Holdup do líquido		0,999984682	0,961972203	0,929412321	0,897329422	0,861791081	0,822033994	0,777418657
47	Holdup do gás		1,5318E-05	0,038027797	0,070587079	0,102670578	0,138208919	0,177960016	0,222858143
49	# Definição do escoamento		#####						
50	Nlr		0,732971861	0,768056361	0,799995432	0,83533143	0,880194321	0,938825574	1,017942571
51	Nvl		7,770183568	7,451086396	7,134225061	6,846190827	6,590538262	6,274463788	5,933743175
52	L1		315,9985382	312,3217034	309,0908236	305,8289254	302,1193107	297,841185	292,8317591
53	L2		0,000925235	0,001018116	0,001108433	0,001208841	0,001309356	0,001410079	0,001510913
54	L3		0,100002224	0,105789187	0,111211127	0,117029409	0,124093624	0,132905026	0,144194855
55	L4		0,50005161	0,643263403	0,818803601	1,037480756	1,362170759	1,872497997	2,733877043
56	#####	Regime Distribuído		Regime Distribuído	Regime Intermitente	Regime Intermitente	Regime Intermitente	Regime Intermitente	Regime Intermitente

FONTE: Elaborada pelo autor.

Constantes para holdup:

Figura 3.13 Aba das constantes para holdup.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following structure:

- Formula Bar:** $=SE(E(DadosdeEntrada!\$C\$31>K1;K1>0);SE("Calculo-para-cada-secao"!M56="Regime de Transição";(1-"Calculo-para-cada-secao"!M46)*(LN((L6^("Calculo-para-cada-secao"!M46*(L7)^("Calculo-para-cada-secao"!M51*(L8)^("Calculo-para-cada-secao"!M50*L9))))))$
- Table 1: Constantes para Holdup**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Constantes para Holdup	Poço Completo	Por Seção:	1,000000	2,000000	3,000000	4,000000	5,000000	6,000000	7,000000	8,000000	9,000000	10,000000
2	Segregado												
3	a	0,980000		0,980000	0,980000	0,980000	0,980000	0,980000	0,980000	0,980000	0,980000	0,980000	0,980000
4	b	0,484600		0,484600	0,484600	0,484600	0,484600	0,484600	0,484600	0,484600	0,484600	0,484600	0,484600
5	c	0,086800		0,086800	0,086800	0,086800	0,086800	0,086800	0,086800	0,086800	0,086800	0,086800	0,086800
6	d	0,011000		0,011000	0,011000	0,011000	0,011000	0,011000	0,011000	0,011000	0,011000	0,011000	0,011000
7	e	-3,768000		-3,768000	-3,768000	-3,768000	-3,768000	-3,768000	-3,768000	-3,768000	-3,768000	-3,768000	-3,768000
8	f	3,539000		3,539000	3,539000	3,539000	3,539000	3,539000	3,539000	3,539000	3,539000	3,539000	3,539000
9	g	-1,614000		-1,614000	-1,614000	-1,614000	-1,614000	-1,614000	-1,614000	-1,614000	-1,614000	-1,614000	-1,614000
10	Intermitente												
11	a	0,845000		0,845000	0,845000	0,845000	0,845000	0,845000	0,845000	0,845000	0,845000	0,845000	0,845000
12	b	0,535100		0,535100	0,535100	0,535100	0,535100	0,535100	0,535100	0,535100	0,535100	0,535100	0,535100
13	c	0,017300		0,017300	0,017300	0,017300	0,017300	0,017300	0,017300	0,017300	0,017300	0,017300	0,017300
14	d	2,960000		2,960000	2,960000	2,960000	2,960000	2,960000	2,960000	2,960000	2,960000	2,960000	2,960000
15	e	0,305000		0,305000	0,305000	0,305000	0,305000	0,305000	0,305000	0,305000	0,305000	0,305000	0,305000
16	f	-0,447300		-0,447300	-0,447300	-0,447300	-0,447300	-0,447300	-0,447300	-0,447300	-0,447300	-0,447300	-0,447300
17	g	0,097800		0,097800	0,097800	0,097800	0,097800	0,097800	0,097800	0,097800	0,097800	0,097800	0,097800
18	Distribuído												
19	a	1,065000		1,065000	1,065000	1,065000	1,065000	1,065000	1,065000	1,065000	1,065000	1,065000	1,065000
20	b	0,582400		0,582400	0,582400	0,582400	0,582400	0,582400	0,582400	0,582400	0,582400	0,582400	0,582400
21	c	0,060900		0,060900	0,060900	0,060900	0,060900	0,060900	0,060900	0,060900	0,060900	0,060900	0,060900
22	d	0,000000		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
23	e	0,000000		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
24	f	0,000000		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
25	g	0,000000		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
26	Tabela 2 - Regime Transiente												
27	Segregado												
28	C	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
29	ψ	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
30	yl	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
31	Intermitente												
32	C	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
33	ψ	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
34	yl	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
35													
36	A	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
37	B	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
38	Holdup Corrigido	FALSO		FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO

FONTE: Elaborada pelo autor.

Fator de compressibilidade (Z):

Figura 3.14 Aba do fator de compressibilidade.

The screenshot displays the Excel interface with the following data table:

Fator de compressibilidade - Correlação de Beggs and Brill													
	Poço completo	Por Seção:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Z	0,72851454		0,79004156	0,77760316	0,76773802	0,76035846	0,75605068	0,75544406	0,7591018	0,76746531	0,7806926	0,79857954	0,80479387
A	0,371533752		0,44166274	0,42661714	0,41165581	0,39609623	0,3798928	0,36299381	0,34534023	0,32686419	0,30748697	0,28711644	0,26564362
B	2,587473928		1,84340016	1,69570682	1,56063014	1,42203739	1,28126364	1,13957268	0,9989017	0,86121766	0,72886193	0,60411517	0,54433503
C	0,083133257		0,07154787	0,07412827	0,07664214	0,07920232	0,08181055	0,08446867	0,08717863	0,08994248	0,09276241	0,09564075	0,09857996
D	0,960793857		0,97485334	0,97049867	0,96696527	0,96404301	0,96172642	0,96001118	0,95889407	0,95837303	0,95844707	0,95911634	0,96038209

The formula bar contains the following VBA function:

```
=SE(E(DadosdeEntrada!$C$31>F2;F2>0);('Calculo-para-cada-secao'!H22*(0,62-(0,23*'Calculo-para-cada-secao'!H23)))+ (('Calculo-para-cada-secao'!H22^2)*((0,066/ ('Calculo-para-cada-secao'!H23-0,86))-0,037))+ (('Calculo-para-cada-secao'!H22^6)*(0,32/(10^(9*('Calculo-para-cada-secao'!H23-1)))));" ")
```

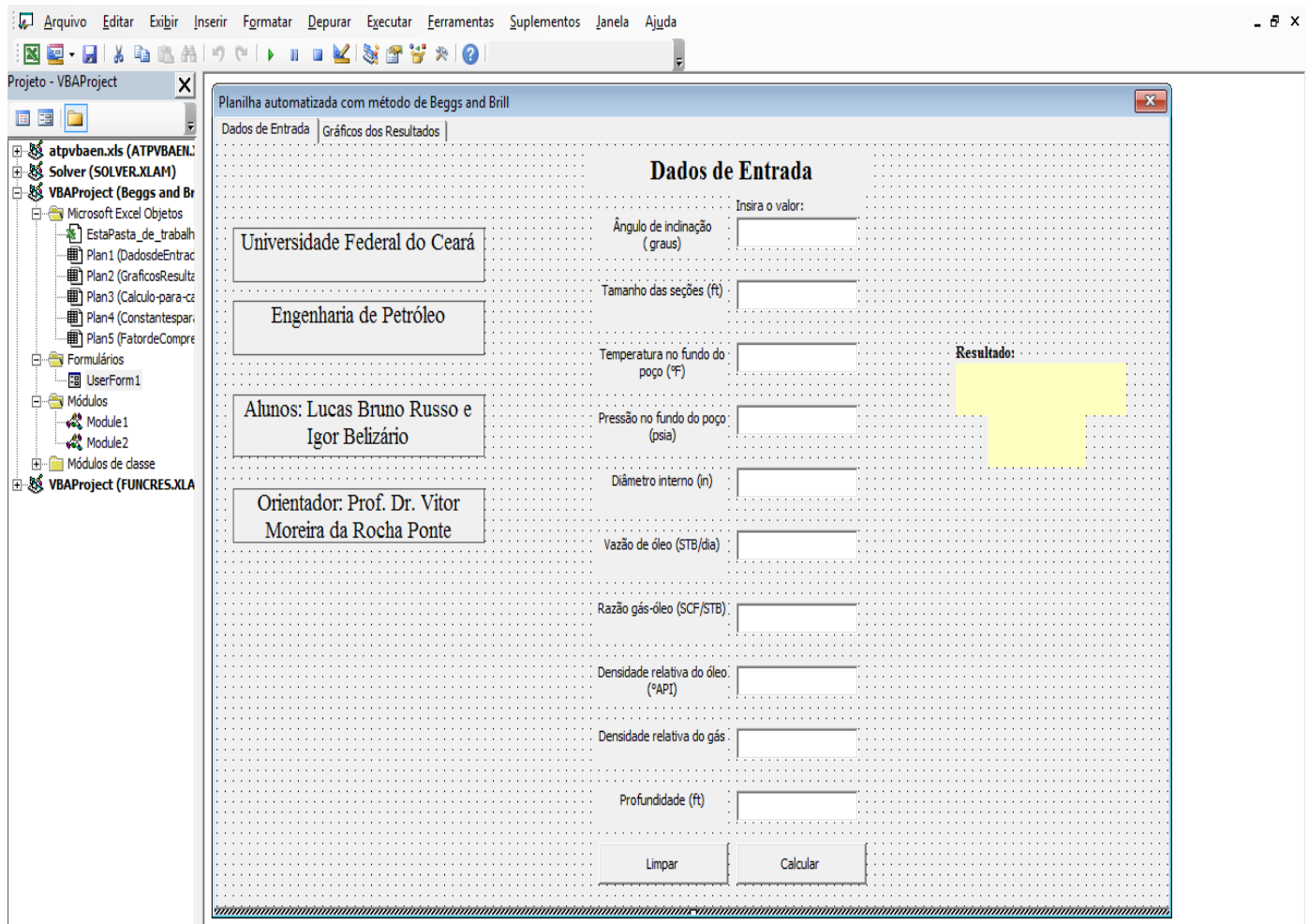
FONTE: Elaborada pelo autor.

No que se refere ao funcionamento do *layout* do programa e do algoritmo de marcha para estimativa da pressão, o real encarregado dessas atividades são as linhas de código do VBA. Através das macros foi possível implementar o atingir meta e as funcionalidades da interface. A divisão do projeto no VBA é feita em duas partes, formulário e módulos.

O formulário contém não só o objeto, onde foi desenvolvido o design do programa, com todas as caixas de textos, rótulos, abas, botões, imagens e caixas de opções;

mas também os códigos que estipulam comandos e tarefas para cada ferramenta incluída no objeto.

Figura 3.15 Objeto do formulário.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 3.16 Linhas de código do formulário (204 linhas).

```

Dim angulo, tam_sec, t_fundo, p_fundo, Di, vaz_oil, rgo, api, dens_gas, prof As Variant

angulo = Me.TextBox1.Text
tam_sec = Me.TextBox2.Text
t_fundo = Me.TextBox3.Text
p_fundo = Me.TextBox4.Text
Di = Me.TextBox5.Text
vaz_oil = Me.TextBox6.Text
rgo = Me.TextBox7.Text
api = Me.TextBox8.Text
dens_gas = Me.TextBox9.Text
prof = Me.TextBox10.Text

'função do botão calcular

If IsNumeric(Me.TextBox1.Text) And IsNumeric(Me.TextBox2.Text) And IsNumeric(Me.TextBox3.Text) And IsNumeric(Me.TextBox4.Text) An
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(8, 3).value = angulo
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(9, 3).value = tam_sec
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(11, 3).value = t_fundo
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(15, 3).value = p_fundo
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(17, 3).value = Di
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(18, 3).value = vaz_oil
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(19, 3).value = rgo
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(20, 3).value = api
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(21, 3).value = dens_gas
Sheets("DadosdeEntrada").Cells(25, 3).value = prof

'Teste lógico para dados incoerentes numero de seções min = 3 e temperatura min na superfície = 32F de acordo com a geotermic
If Sheets("DadosdeEntrada").Cells(9, 10).value < 3 Or Sheets("DadosdeEntrada").Cells(8, 10) < 32 Then
MsgBox "Para o perfeito funcionamento da planilha, por favor verifique se a temperatura no fundo do poço não está baixa d
Else
'Sheets("DadosdeEntrada").Select
'Range("N11").Select
'ActiveCell.FormulaR1C1 = "."
'Cells.Replace What:="," , Replacement:="," , LookAt:=xlPart, SearchOrder _
'-:xlByRows, MatchCase:=False, SearchFormat:=False, ReplaceFormat:=False

Call Module1.TestedeHipoteses
If Sheets("DadosdeEntrada").Cells(56, 2).value = 0 Then
Me.Label18.Caption = "Poço Insurgente, elevação natural até a profundidade(ft):"
Me.Label18.ForeColor = &HFF&
Me.Label19.Caption = Sheets("DadosdeEntrada").Cells(48, 6).value
Else
Me.Label18.Caption = "Pressão na cabeça do poço(psi):"
Me.Label19.Caption = Sheets("DadosdeEntrada").Cells(56, 2).value
End If
End If

'Msg se não tiver todos os valores
Else
MsgBox "Digite todos os valores", vbInformation, "Erro"

```

FONTE: Elaborada pelo autor.

Os módulos são compostos por duas rotinas, enquanto o módulo 1 contém a programação encarregada da estimativa de pressão e da convergência para cada subdivisão do poço; o módulo 2 é formado pelas macros responsáveis pela seleção dos dados e criação de todos os gráficos na planilha. Os módulos estão ilustrados nas Figuras 3.16 a 3.19:

Figura 3.17 Linhas de código do módulo 1 (246 linhas).

The image shows the VBA editor interface for a project named 'Projeto - VBAProject'. The left-hand pane displays the project structure, including 'atpvbaen.xls (ATPVBAEN...)', 'Solver (SOLVER.XLAM)', and 'VBAProject (Beggs and Br...)' which contains several worksheets and modules. The main window shows the code for 'Module1'. The code is a VBA procedure that uses conditional logic and loops to manipulate cell values and perform calculations. It includes an 'If' statement at the top, followed by a 'Do' loop with nested 'If' conditions and arithmetic operations on cell values.

```

If Po > Cells(15, 3) Then
    Cells(48, 5).value = j - 4

    Range("F38").Select
    Sheets("DadosdeEntrada").Select
    Range(Cells(38, j), Cells(43, 1010)).Select
    Selection.ClearContents
    Range(Cells(54, j - 2), Cells(55, 1010)).Select
    Selection.ClearContents
    Sheets("Calculo-para-cada-secao").Select
    ActiveWindow.SmallScroll Down:=-93
    Range(Cells(3, j + 1), Cells(87, 1010)).Select
    Selection.ClearContents
    Sheets("ConstantesparaHoldup").Select
    ActiveWindow.SmallScroll Down:=-6
    Range(Cells(1, j), Cells(38, 1010)).Select
    Selection.ClearContents
    Sheets("FatordeCompressibilidade-2").Select
    Range(Cells(2, j), Cells(7, 1010)).Select
    Selection.ClearContents
    Sheets("ConstantesparaHoldup").Select
    ActiveWindow.ScrollWorkbookTabs Sheets:=-1
    ActiveWindow.ScrollWorkbookTabs Sheets:=-1
    ActiveWindow.ScrollWorkbookTabs Sheets:=-1
    Sheets("DadosdeEntrada").Select
    Range("E48").Select

    j = 8
    r = 1
    Cells(48, 3).value = "Poço Insurgente"

Else

Do
    Cells(42, j).GoalSeek Goal:=0.00001, ChangingCell:=Cells(39, j)

    If Cells(39, j).value > 200000000 Or Cells(39, j).value < -200000000 Then

        Cells(39, j).value = Y

        Cells(39, j).value = Cells(39, j - 1).value - Y

        Y = Y + 0.001

    End If
    If Cells(43, j).value < 1 Then
        Cells(39, j).value = k

        Cells(39, j).value = Cells(39, j - 1).value - k

        k = k + 0.001
    
```

FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 3.18 Linhas de código do módulo 2 (198 linhas).

```

Sub ProfundxPressao ()
' ProfundxPressao Macro
'
'
Sheets("GraficosResultados").Select
ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 14").Activate
If Plan1.Cells(8, 3).value = 0 Then
ActiveChart.ChartTitle.Text = "Comprimento horizontal (ft) x Pressão (psia)"
Else
ActiveChart.ChartTitle.Text = "Profundidade (ft) x Pressão (psia)"
End If
ActiveChart.PlotArea.Select
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=DadosdeEntrada!$B$54:$AAA$54"
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = _
"='Calculo-para-cada-secao'!$E$7:$AAA$7"
End Sub

Sub ProfundxQuedadePressao ()
' ProfundxQuedadePressao Macro
'
'
Sheets("GraficosResultados").Select
ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 14").Activate
If Plan1.Cells(8, 3).value = 0 Then
ActiveChart.ChartTitle.Text = "Comprimento horizontal (ft) x Queda de Pressão (psia)"
Else
ActiveChart.ChartTitle.Text = "Profundidade (ft) x Queda de Pressão (psia)"
End If
ActiveChart.PlotArea.Select
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=DadosdeEntrada!$B$54:$AAA$54"
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = _
"='Calculo-para-cada-secao'!$E$86:$AAA$86"
End Sub

Sub ProfundxPsi_ft ()
' ProfundxPsi_ft Macro
'
'
Sheets("GraficosResultados").Select
ActiveSheet.ChartObjects("Gráfico 14").Activate
If Plan1.Cells(8, 3).value = 0 Then
ActiveChart.ChartTitle.Text = "Comprimento horizontal (ft) x Gradiente de Pressão (Psi/ft)"
Else
ActiveChart.ChartTitle.Text = "Profundidade (ft) x Gradiente de Pressão (Psi/ft)"
End If
ActiveChart.ChartArea.Select
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=DadosdeEntrada!$B$54:$AAA$54"
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = _
"='Calculo-para-cada-secao'!$E$84:$AAA$84"

```

FONTE: Elaborada pelo autor.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Experimentos computacionais

Neste tópico são apresentadas as simulações realizadas na planilha, afim de testar o funcionamento e validar os resultados obtidos. Visto que as informações de poços reais são escassas e de difícil acesso, foram utilizados dados de poços hipotéticos disponíveis na bibliografia e no simulador comercial PIPESIM®. Serão produzidas uma amostragem gráfica e uma análise dos parâmetros para cada cenário descrito, as variáveis contempladas para estes fins são: pressão, vazão de líquido, vazão de gás, B_g , B_o e viscosidade do óleo.

4.1.1 Poço 1

O primeiro caso é retirado do exemplo 7.11 do livro *Sistemas de Produção de Petróleo* (Economides 1993), trata-se de um poço horizontal. Este primeiro teste serve para verificar a coerência dos cálculos de várias propriedades na planilha. Os dados de entrada são mostrados na Tabela 4.1:

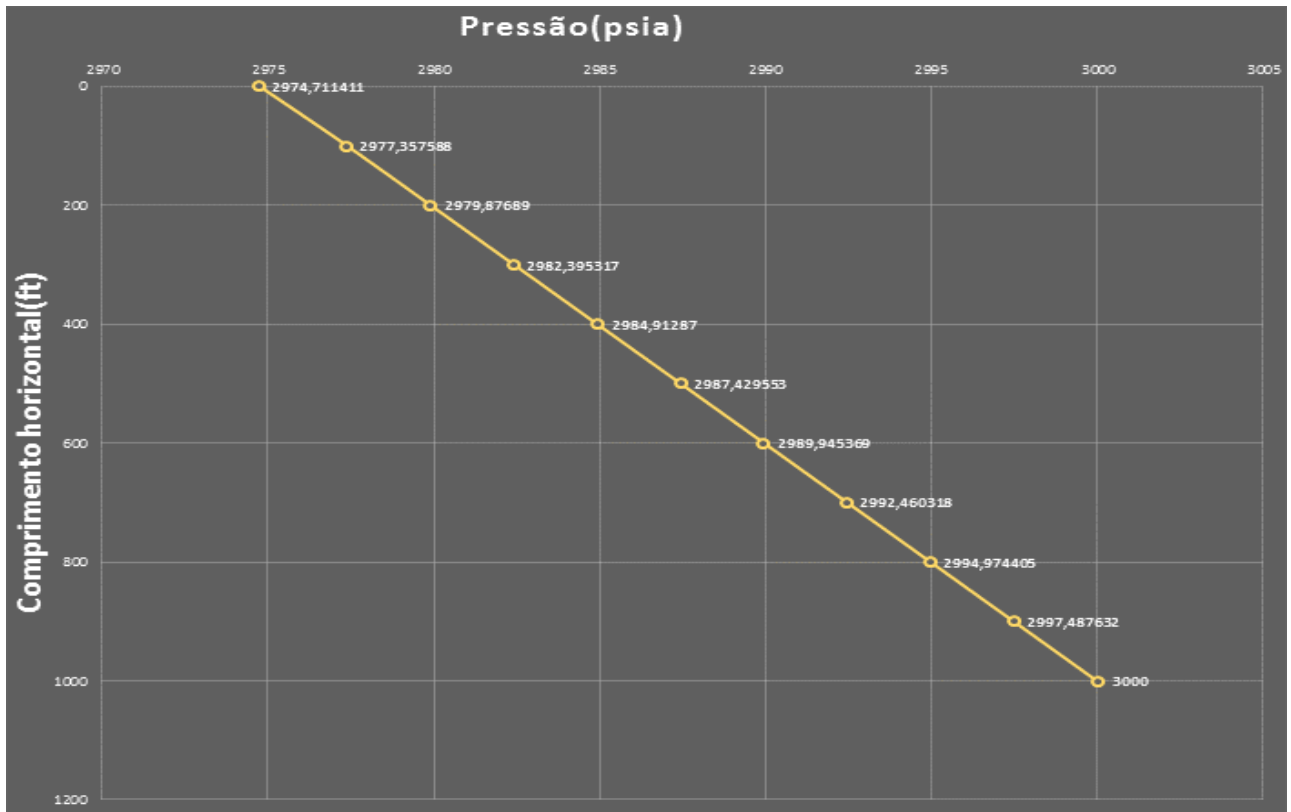
Tabela 4.1 Dados de entrada do poço 1.

Dados de entrada (unidades)	Valores
Ângulo (graus)	0
Temperatura no fundo do poço (°F)	180
Pressão no fundo do poço (psia)	3000
Diâmetro interno (in)	5
Vazão de óleo (STB/dia)	15000
Razão gás-óleo (scf/STB)	1000
Densidade relativa do óleo (°API)	32
Densidade relativa do gás	0.71
Comprimento horizontal (ft)	1000

FONTE: Economides (1993)

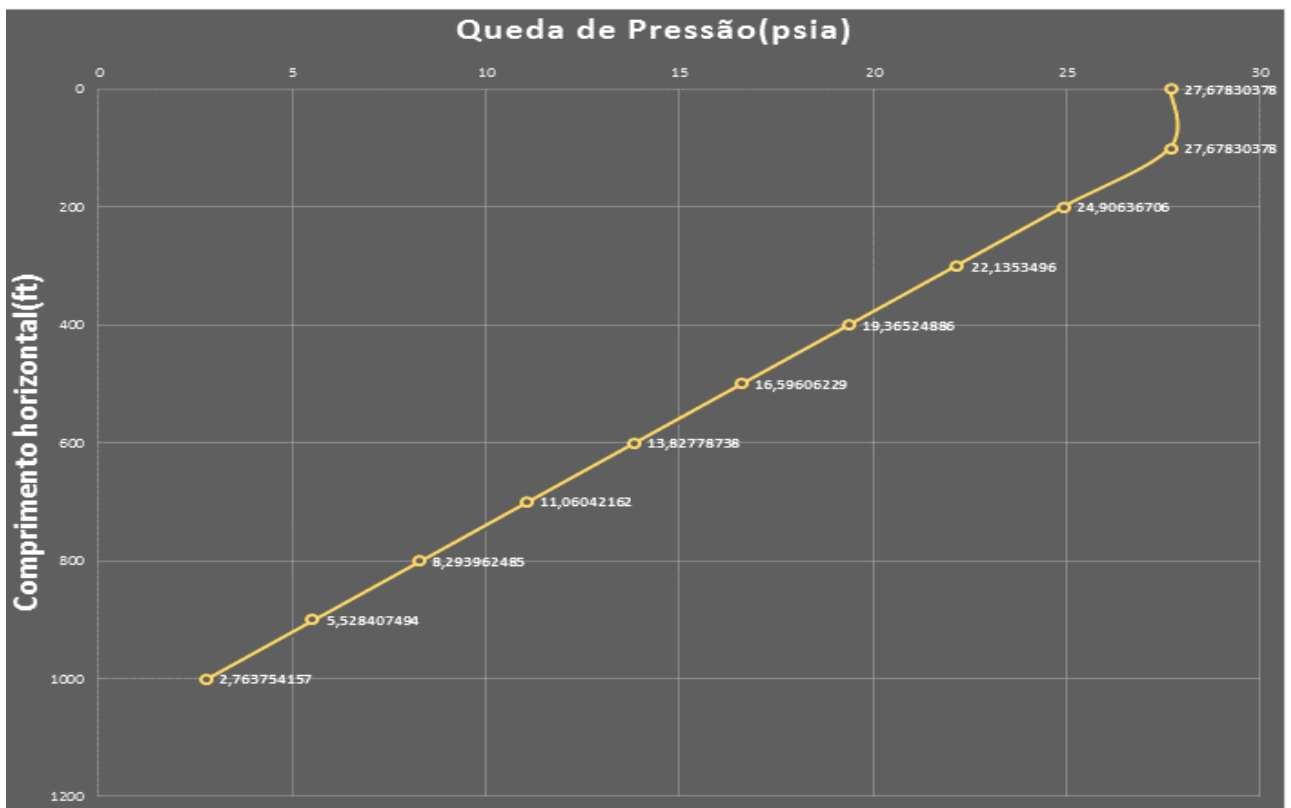
A pressão medida pela planilha no final do comprimento horizontal do poço foi de 2974.71 psi, podemos observar a diminuição da pressão disponível no fluido, sendo o efeito esperado para esta situação, oriundo da perda de carga durante o escoamento. O número de seções considerados foi de 10 (100 ft para cada setor). Nas Figuras 4.1 a 4.8 apresenta-se os perfis adquiridos do simulador:

Figura 4.1 Comprimento *versus* pressão, poço 1.



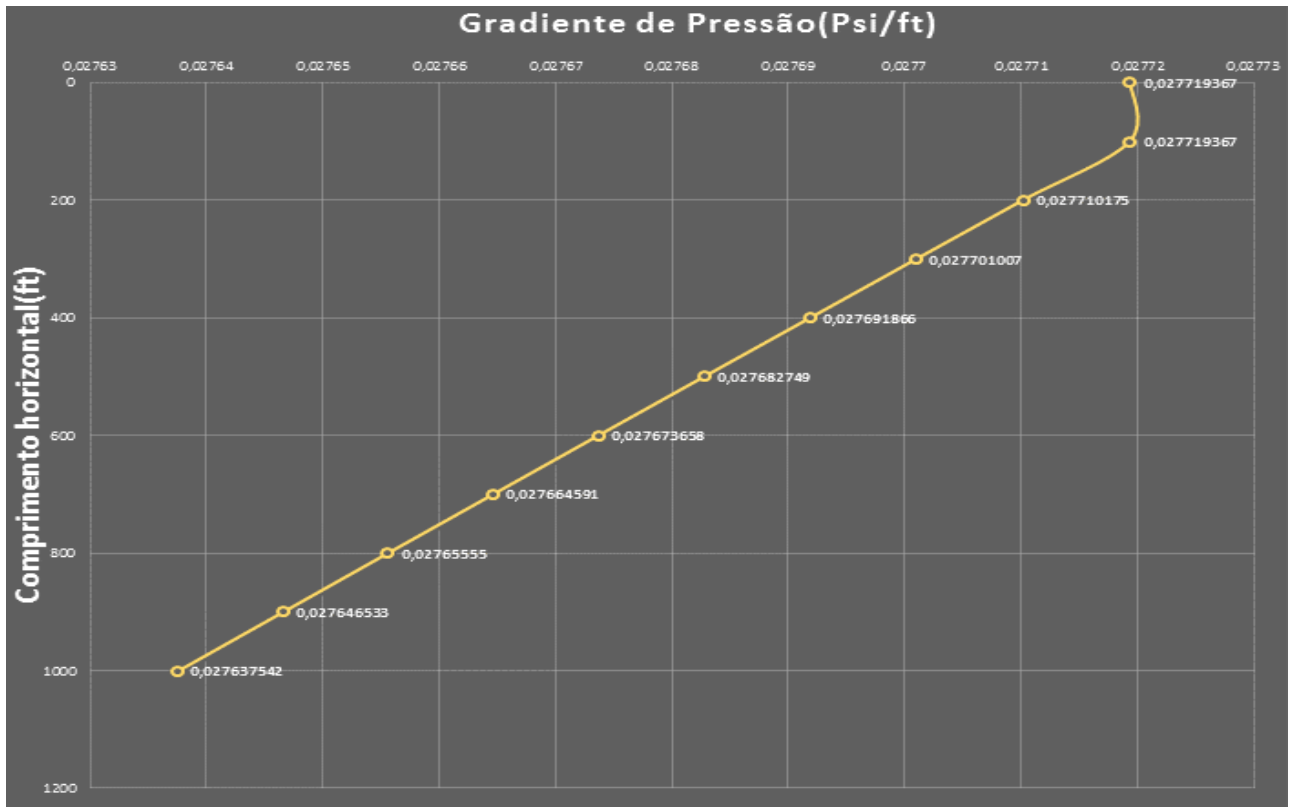
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.2 Comprimento *versus* queda de pressão acumulada, poço 1.



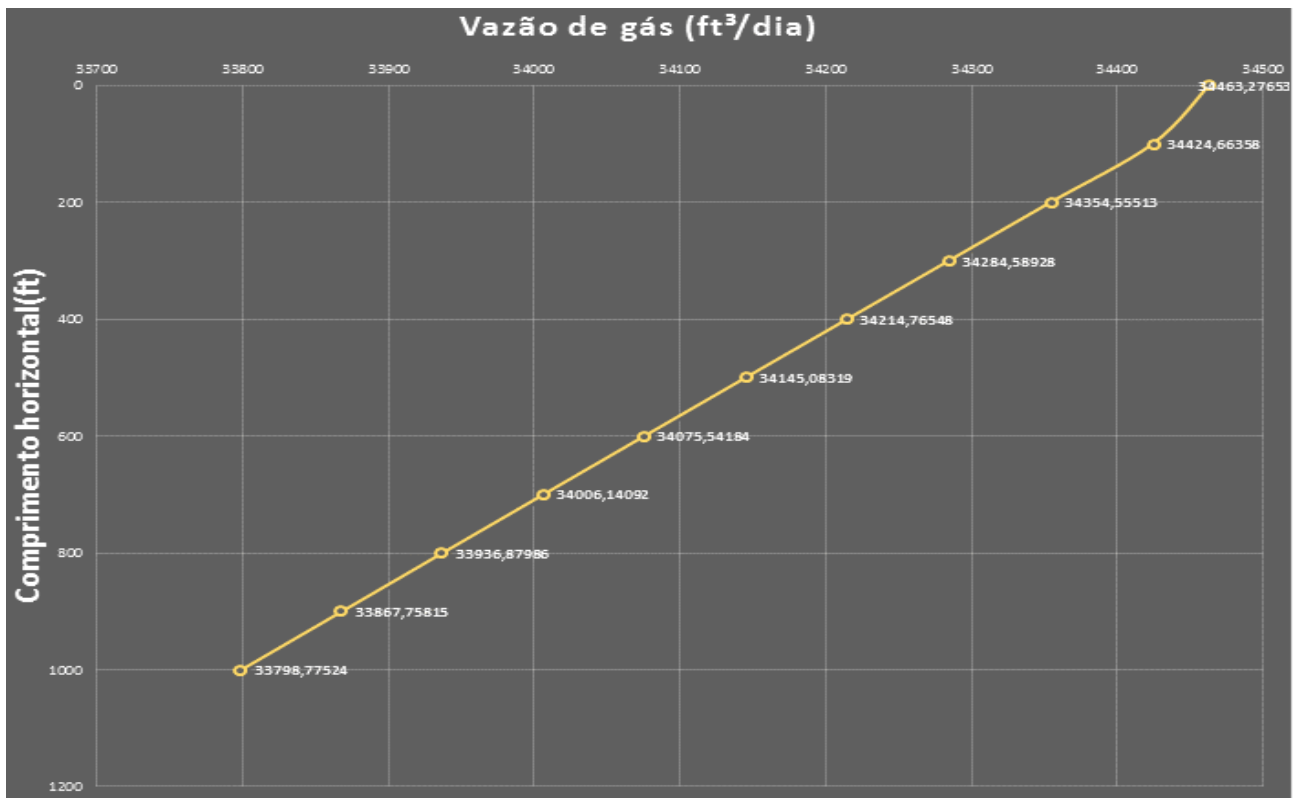
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.3 Comprimento *versus* gradiente de pressão, Poço 1.



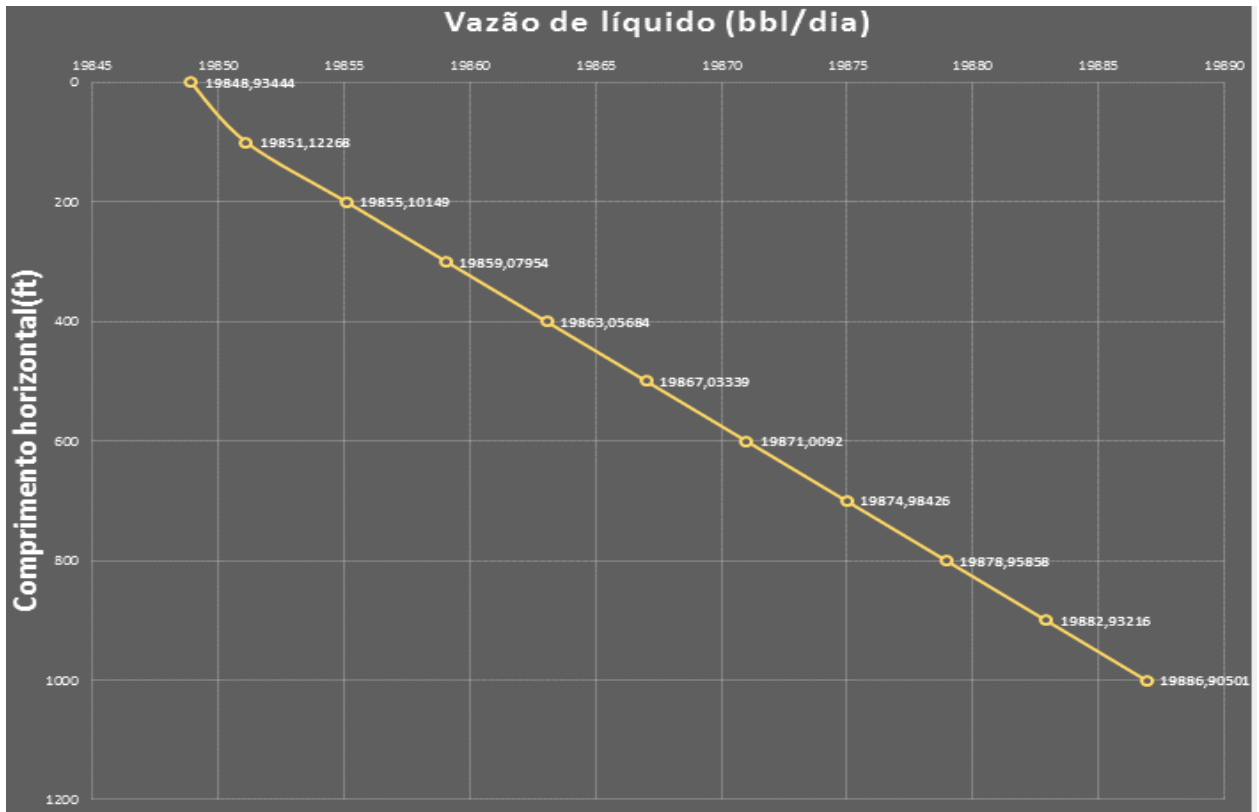
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.4 Perfil da vazão de gás, poço 1.



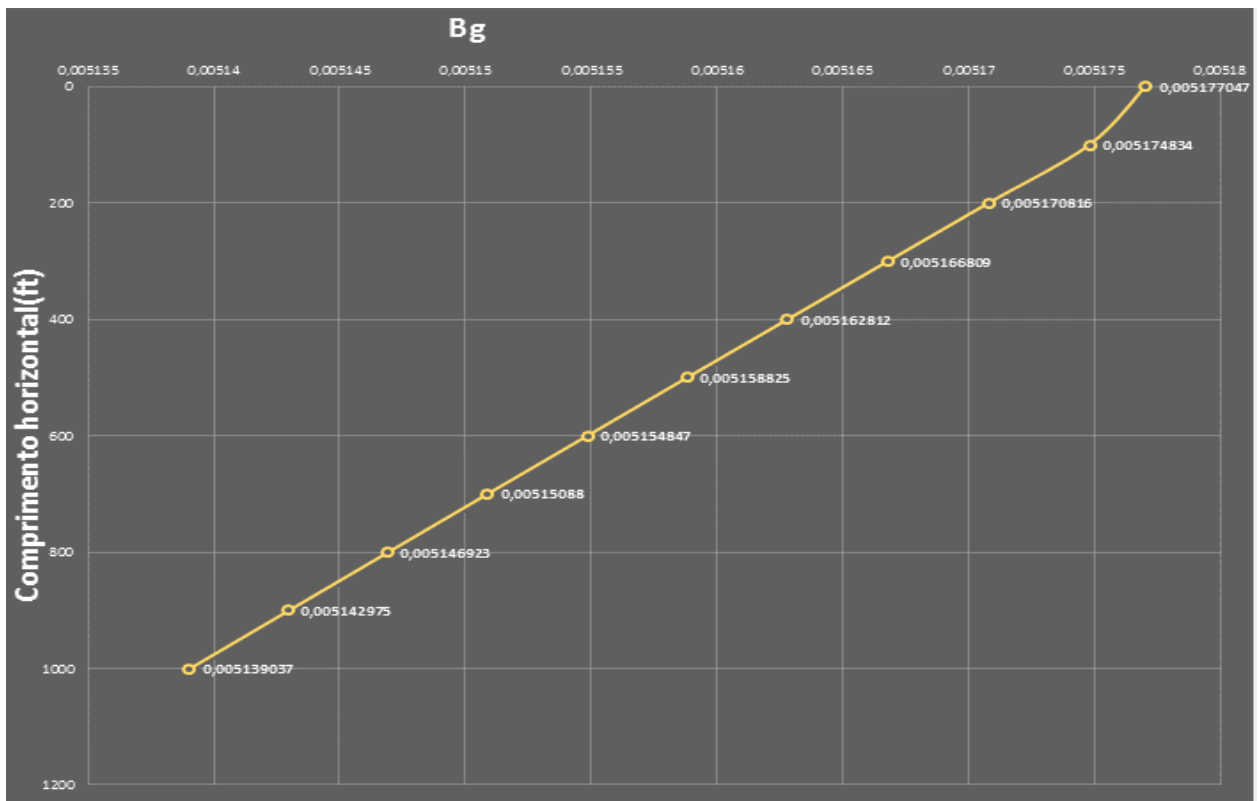
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.5 Perfil da vazão de líquido, poço 1.



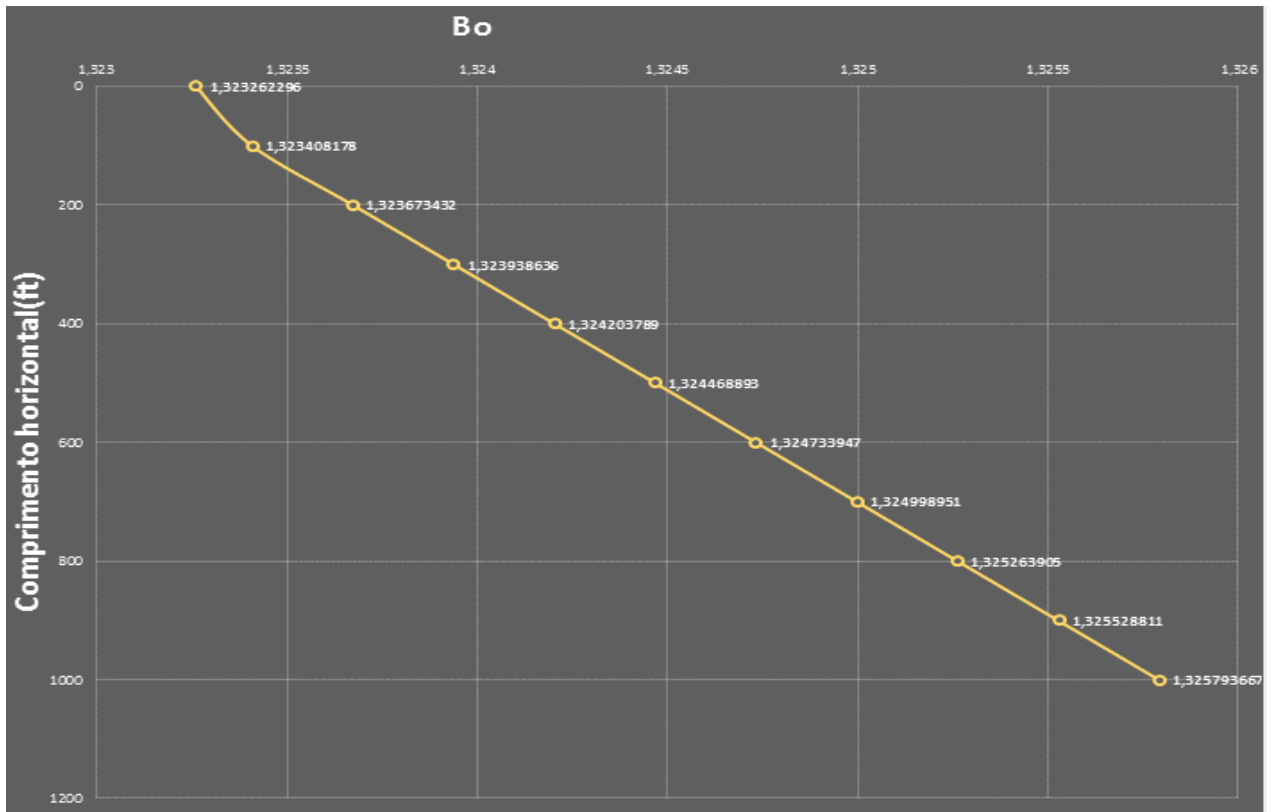
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.6 Perfil do fator volume de formação do gás, poço 1.



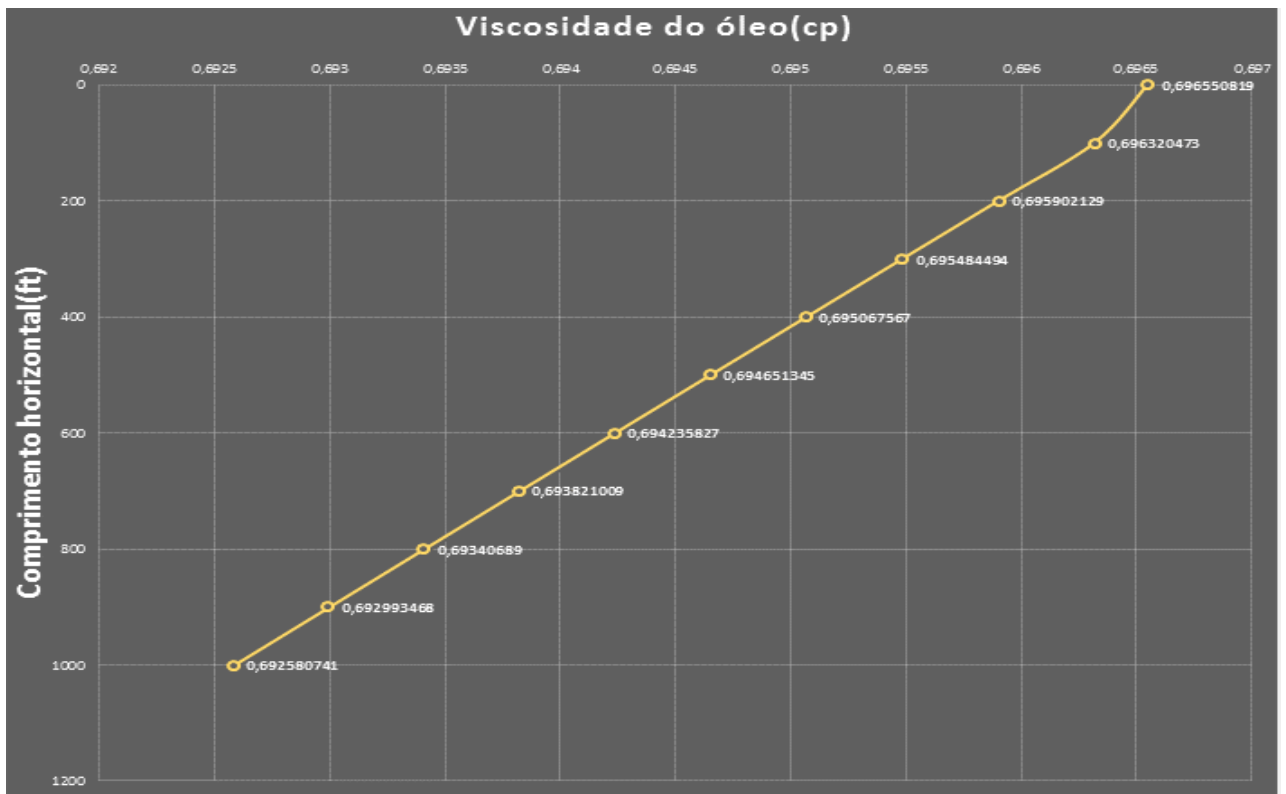
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.7 Perfil do fator volume de formação do óleo, poço 1.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.8 Perfil da viscosidade do óleo, poço 1.



FONTE: Elaborada pelo autor.

No perfil de pressão da Figura 4.1, pode-se analisar a pressão do poço ponto-a-ponto ao longo do escoamento. A pressão diminui ao decorrer do fluxo, esse fato já era esperado devido à perda de carga. Importante ressaltar que para o poço horizontal não há perda de carga por elevação, por não existir fluxo vertical os efeitos da gravidade e do peso da coluna hidrostática para a queda de pressão são nulos. Portanto, a variação nesse caso é fruto somente da perda de carga por fricção.

Na Figura 4.2 se observa a queda de pressão acumulada durante os segmentos da coluna, no qual os pontos possuem a soma da queda de pressão dos trechos anteriores, até o penúltimo ponto (início da última seção). O último ponto representa o valor que se encontra a queda de pressão acumulada no final do poço. Esse gráfico quantifica a variação ocorrida no perfil de pressão.

No gráfico da Figura 4.3, encontra-se o gradiente de pressão durante o percurso do fluido na coluna. A leitura deste gráfico é análoga ao da Figura 4.2, onde o último ponto nos traz o valor do gradiente de pressão no final da tubulação. O perfil do gradiente de pressão está condizente com a situação proposta de escoamento bifásico, pois sabe-se que o gradiente de pressão é dinâmico, ou seja, o valor da variação da pressão é alterado ao longo da trajetória; diferentemente do escoamento monofásico que possui um gradiente de pressão constante no decorrer do escoamento. Neste caso o gradiente de pressão está diminuindo ao longo do escoamento, pois a única perda de carga é relacionada ao atrito, devido a inexistência de diferença de altura no fluxo. Esse componente da perda de carga total sofre um incremento com a queda de pressão, haja vista a maior velocidade da mistura e viscosidade do óleo em cada seção.

Nota-se na Figura 4.4 o comportamento da vazão de gás durante a elevação. Com a redução da pressão de fluxo o gás antes dissolvido do óleo se expande, aumentando o seu volume. Esse fenômeno de diminuição da pressão afeta de forma inversa o líquido, contraindo a vazão de líquido ao longo do poço, aprecia-se esse evento na F

igura 4.5. Como dito anteriormente, este comportamento tende a afetar o gradiente de pressão diretamente. Quanto maior o B_g , mais vazão de gás teremos, aumentando a velocidade da mistura e conseqüentemente à perda de carga por atrito viscoso será maior. Este fenômeno no escoamento bifásico da adição do gradiente de pressão dinâmico, normalmente ocorre apenas em poços horizontais ou ângulos de inclinações pequenos.

4.1.2 Poço 2

O poço 2 foi adaptado de uma dissertação de mestrado (Nascimento, 2013), no qual há simulações realizadas no PIPESIM®, este caso retrata um poço vertical que produz por elevação natural. Esse segundo teste teve como finalidade comparar os resultados da planilha automatizada com um renomado simulador de escoamento multifásico. Os elementos de entrada estão apresentados na tabela 4.2:

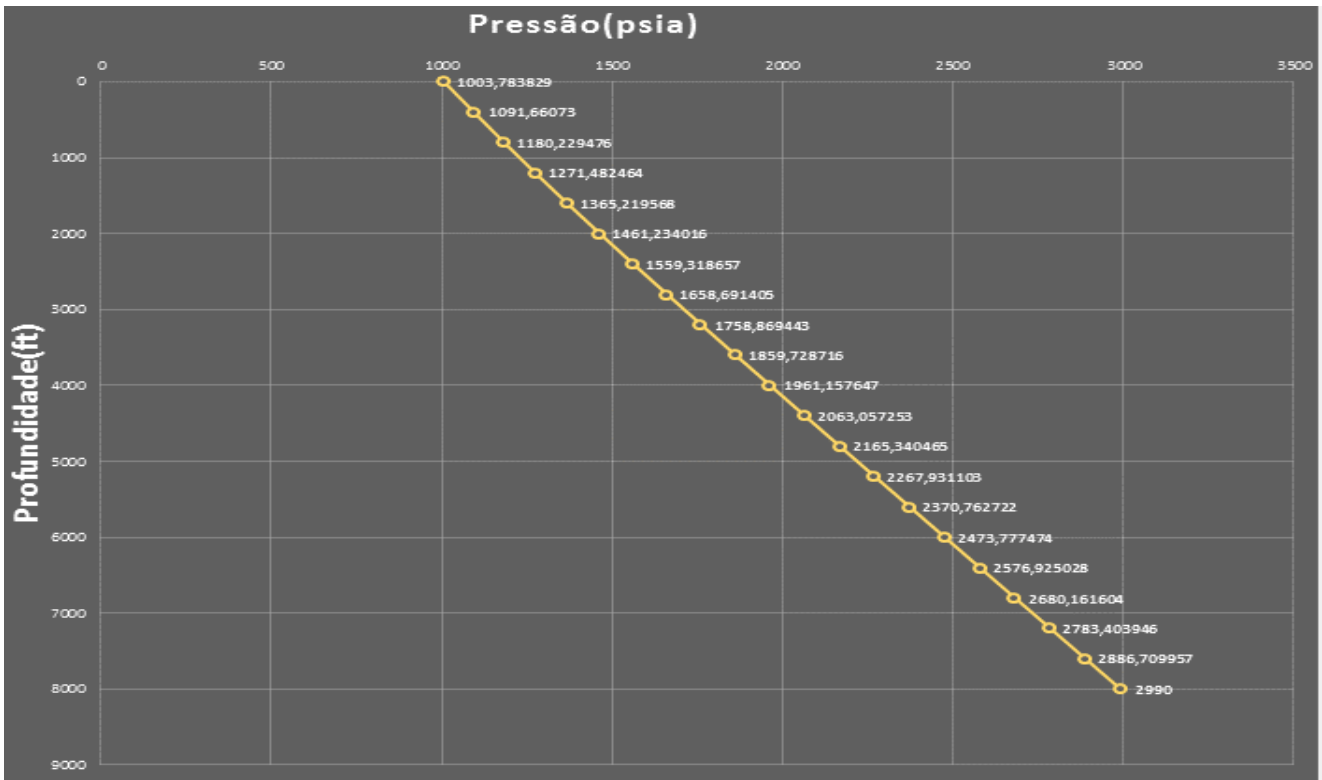
Tabela 4.2 Dados de entrada do poço 2.

Dados de entrada (unidades)	Valores
Ângulo (graus)	90
Temperatura no fundo do poço (°F)	170
Pressão no fundo do poço (psia)	2990
Diâmetro interno (in)	2.875
Vazão de óleo (STB/dia)	1000
Razão gás-óleo (scf/STB)	751
Densidade relativa do óleo (°API)	32.81
Densidade relativa do gás	0.701
Profundidade (ft)	8000

FONTE: Adaptado de Nascimento, 2013.

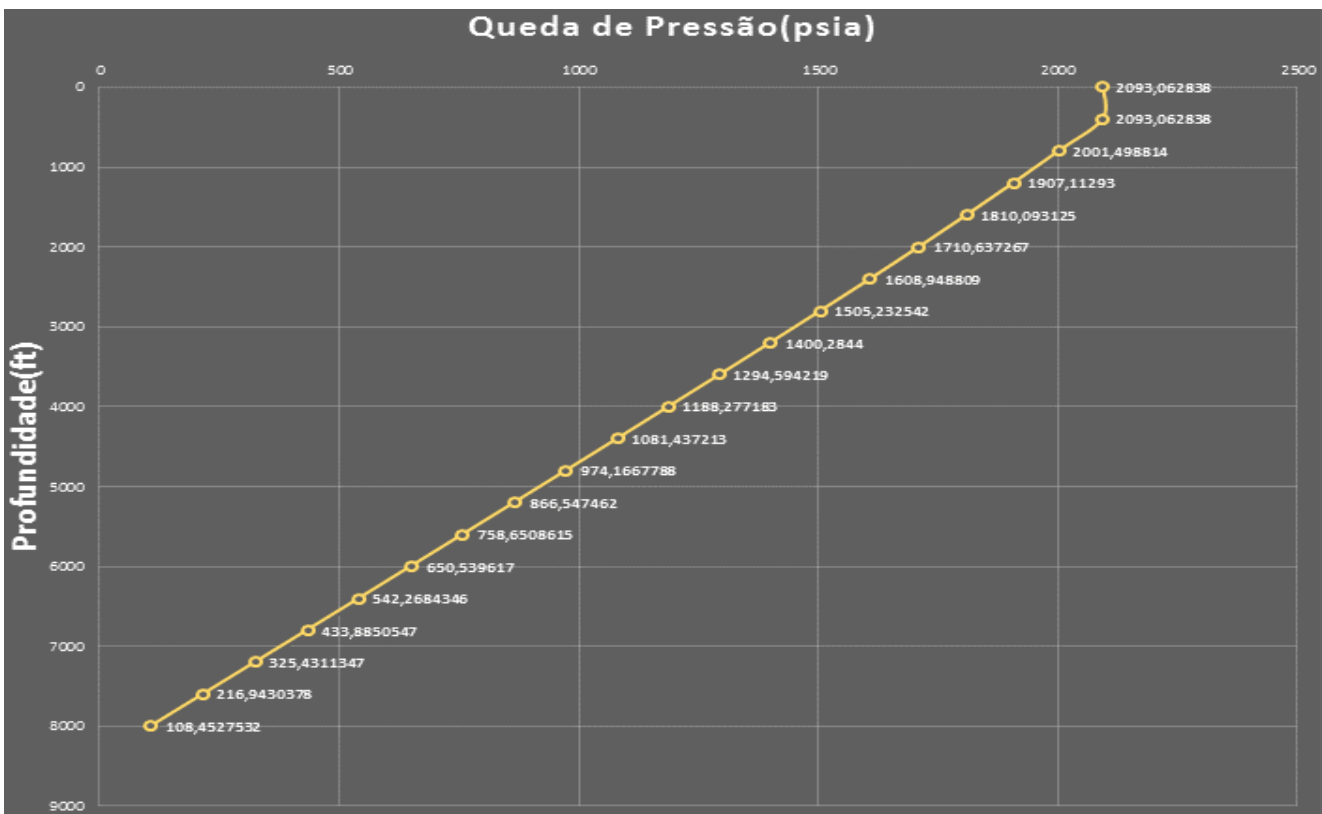
A pressão na cabeça do poço calculada pela planilha foi de 1003.78 psi, sendo considerado 20 subdivisões no poço, cerca de 400 ft por seção. Nas Figuras 4.9 a 4.16, ilustra-se os perfis de pressão, queda de pressão, gradiente de pressão, vazão de líquido e vazão de gás para a coluna de produção, exportados da planilha:

Figura 4.9 Perfil de pressão, poço 2.



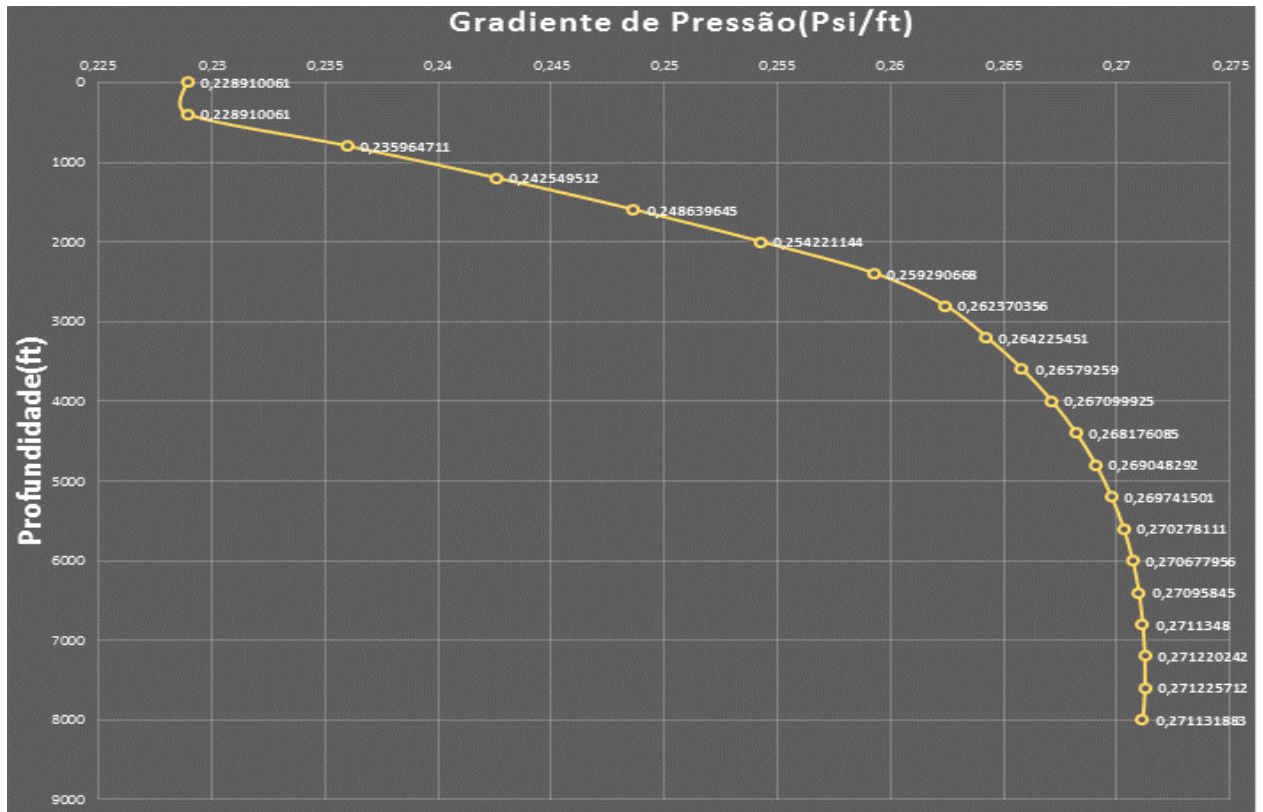
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.10 Profundidade versus queda de pressão acumulada, poço 2.



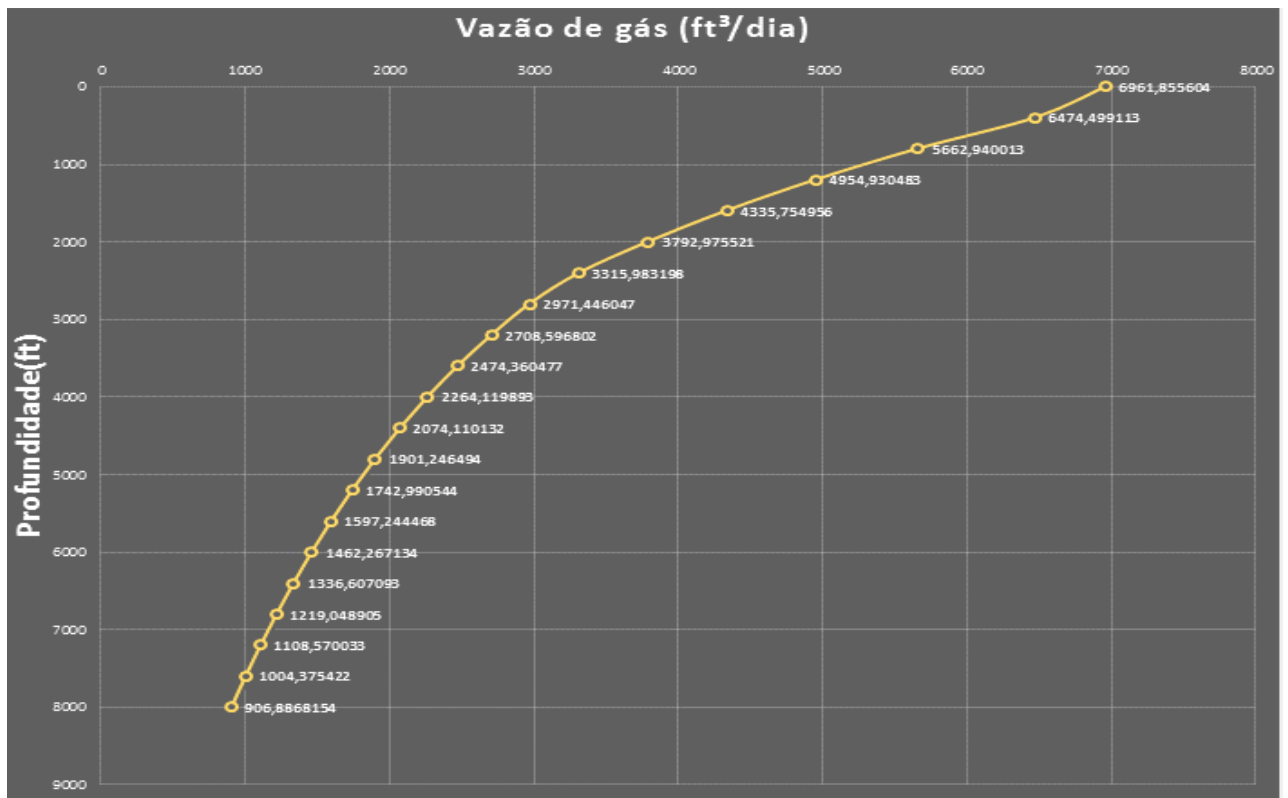
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.11 Profundidade versus gradiente de pressão, poço 2.



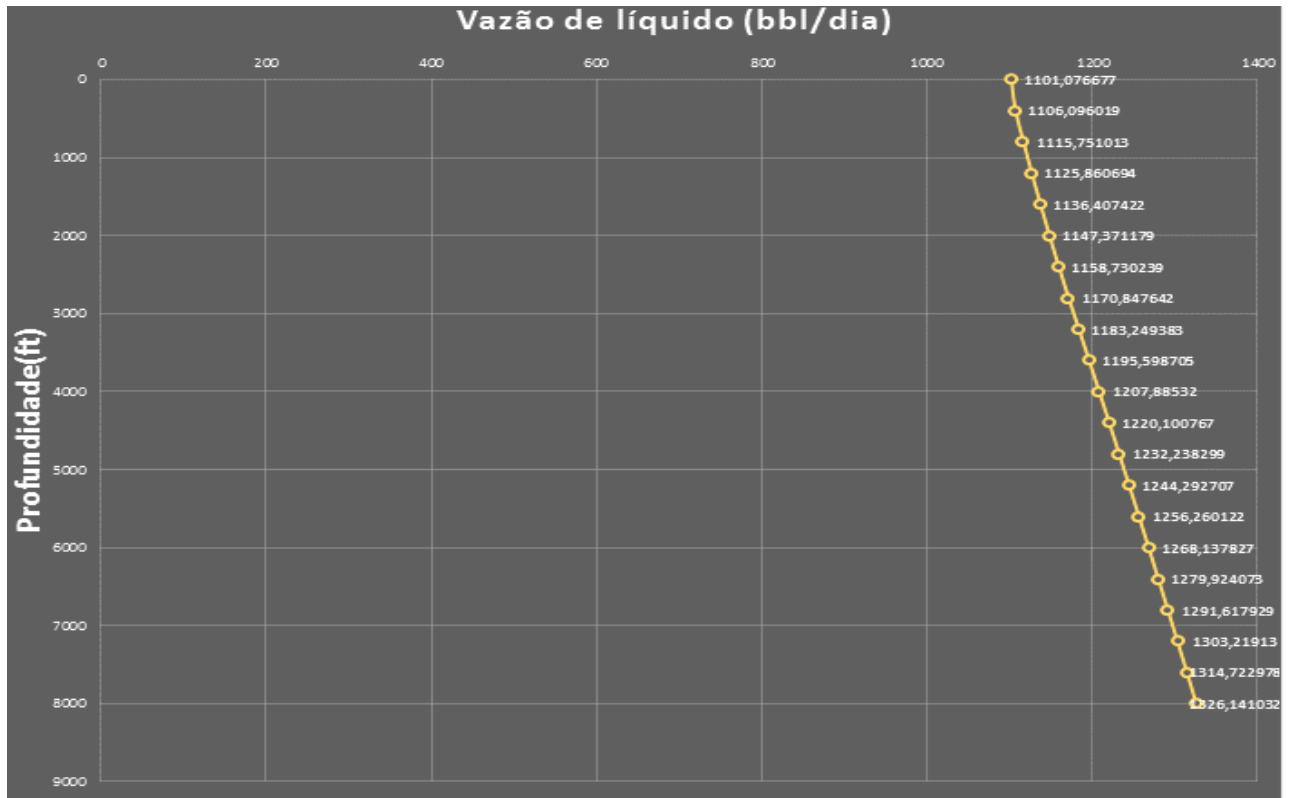
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.12 Perfil de vazão de gás, poço 2.



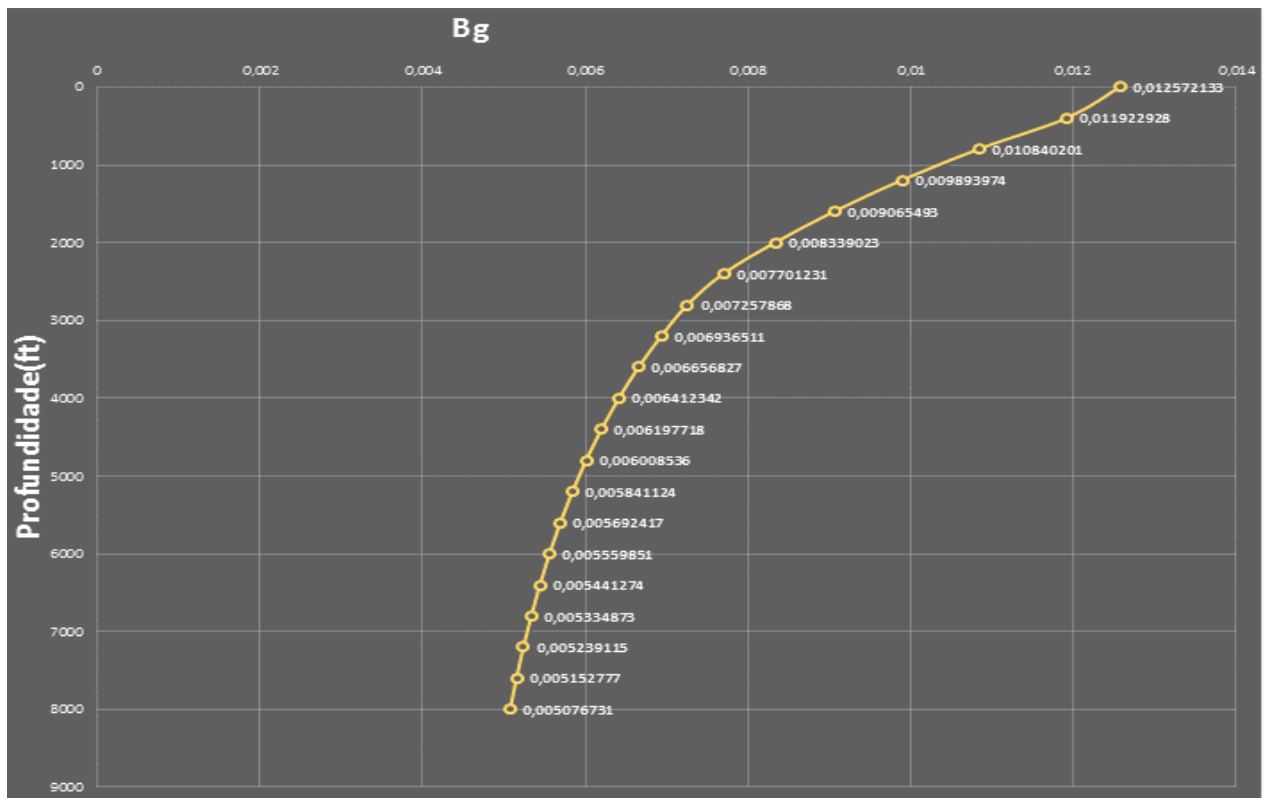
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.13 Perfil da vazão de líquido, poço 2.



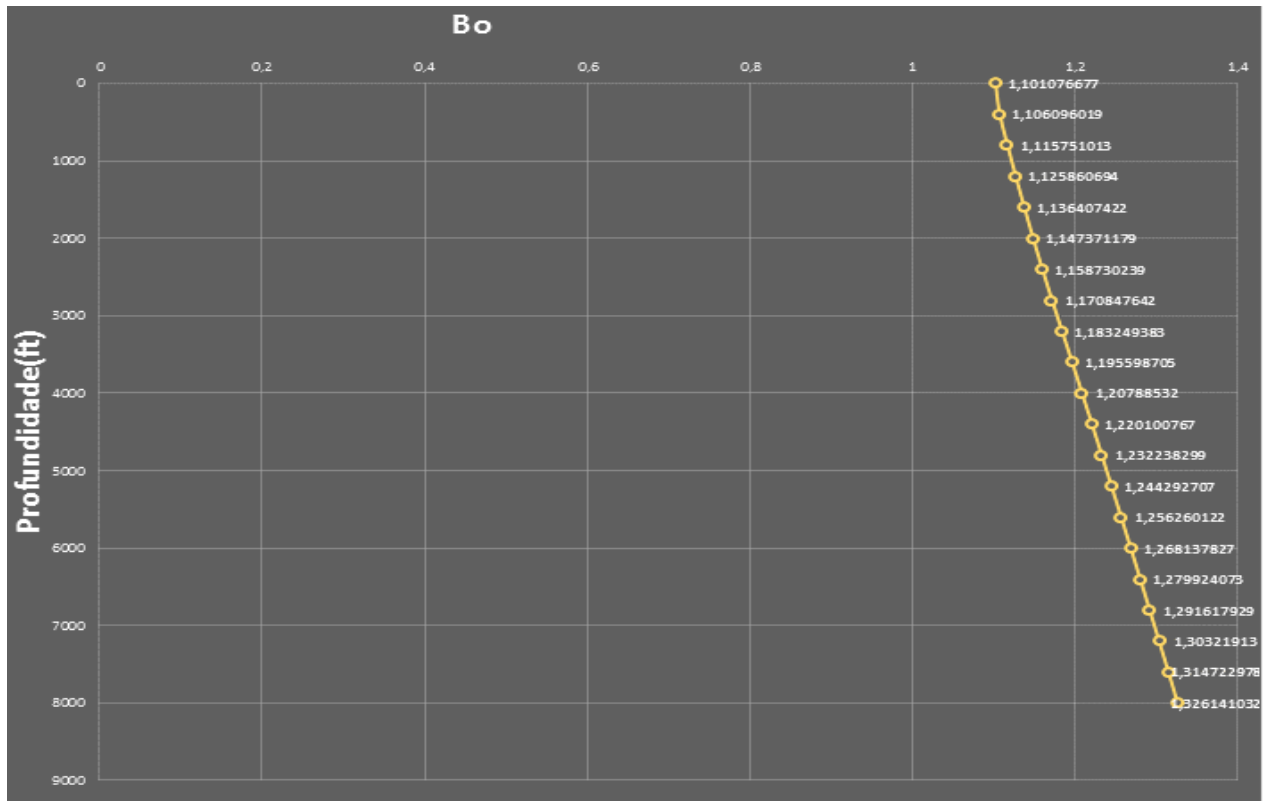
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.14 Perfil do fator volume de formação do gás, poço 2.



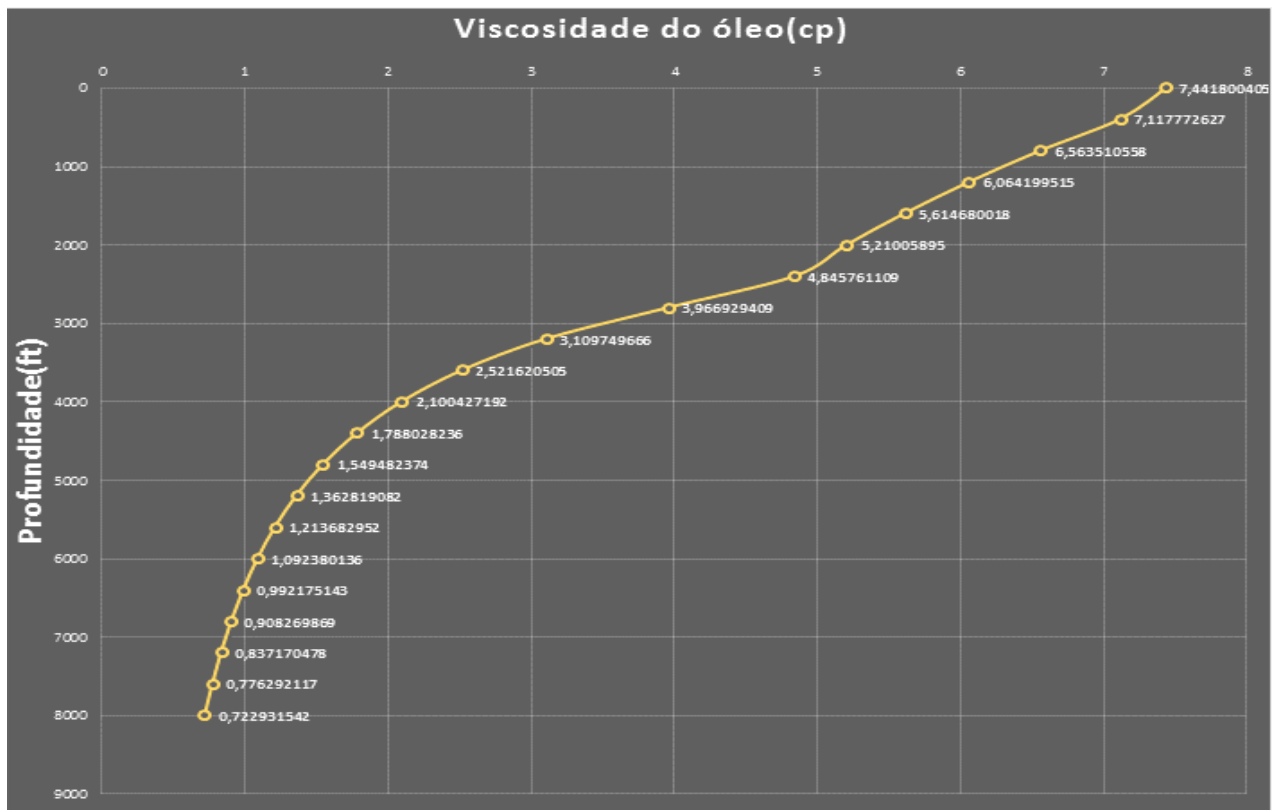
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.15 Perfil do fator volume de formação do óleo, poço 2.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.16 Perfil da viscosidade do óleo, poço 2.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Vale salientar que os perfis estão todos dentro do esperado, conforme o comportamento do escoamento bifásico. Nas Figuras 4.10 e 4.11 o último ponto é apenas um espelho do penúltimo para informar qual o valor da propriedade na superfície.

Também de forma assertiva, tem-se um gradiente de pressão dinâmico. Para poços não horizontais o gradiente de pressão tende a cair no decorrer da coluna de produção, visto que a maior contribuição para a perda de carga se origina do peso da coluna hidrostática e essa é diretamente afetada pela densidade da mistura. Apesar do acréscimo na velocidade da mistura pela maior quantidade de gás, por conseguinte um aumento na perda de carga por atrito, o escoamento bifásico sofre uma redução na sua densidade e com esta quantidade maior de gás livre há uma redução na queda de pressão em cada seção.

4.1.3 Validação da planilha

A legitimação do programa será dada comparando os resultados das simulações anteriores (Poço 1 e Poço 2) da planilha com os valores pré-estabelecidos pela bibliografia (Economides, 1993) e pelo PIPESIM® de cada caso. A verificação da planilha terá como parâmetro o cálculo do erro percentual relativo dos valores ao final do escoamento, expressado por:

$$\%Erro = \left(\frac{V_{planilha} - V_{resposta}}{V_{resposta}} \right) \times 100 \quad (4.1)$$

Onde V é a medição da propriedade, $V_{planilha}$ é o valor obtido pela planilha automatizada e $V_{resposta}$ é o resultado da bibliografia ou do simulador comercial.

Como dito anteriormente, a verificação do poço 1 tem como principal função a validação das correlações empíricas implementadas neste simulador. Segue a Tabela 4.3 com o comparativo dos erros para a primeira situação:

Tabela 4.3 Comparativo de erro, poço 1.

Propriedade (unidade)	Resultado da bibliografia	Resultado da planilha	%Erro
Razão de Solubilidade (ft ³ /bbl)	562	562.20	0.04
Densidade do óleo (lb _m /ft ³)	46.8	45.54	2.69
Viscosidade do óleo (cp)	0.690	0.697	1.02
Vazão de líquido (STB/dia)	19350	19849	2.59
B _o	1.29	1.32	2.33
B _g	5.071x10 ⁻³	5.177 x10 ⁻³	2.09
Viscosidade do gás (cp)	0.02	0.02	0
Vazão do gás (ft ³ /dia)	33300	34463	3.49
<i>Liquid holdup</i>	0.766	0.764	0.26
<i>Gas holdup</i>	0.234	0.236	0.86
Velocidade da mistura (ft/s)	12.05	12.39	2.82
Perda de carga total (psi)	26.5	27.7	4.53

FONTE: Elaborada pelo autor.

De acordo com os resultados da Tabela 4.3, pode-se aferir a qualidade das correlações implementadas. Os erros relativos foram todos dentro do esperado. A maior diferença aconteceu na queda de pressão, pois os erros acumulados nas outras variáveis implicam diretamente na estimativa da pressão. Com o erro máximo de 4,53%, averigua-se a eficácia da planilha. Outro fator a se ponderar é que as diferenças dos dados obtidos para o exemplo podem ser um sinal de maior precisão da planilha, sabendo que o simulador tem uma sensibilidade para variações das propriedades no decorrer do escoamento.

No segundo caso, tem-se como objetivo primário a comparação da perda de carga entre a planilha e um simulador comercial, procurando conceder ainda mais confiabilidade para este trabalho. O poço 2 é vertical, trazendo informações a mais sobre os cálculos para diferentes tipos de fluxo. Os resultados obtidos estão na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 Comparativo de erro, poço 2.

Propriedade (unidade)	Resultado PIPESIM®	Resultado da planilha	%Erro
Pressão na cabeça do poço (psi)	950	1003.78	5.66

FONTE: Elaborada pelo autor.

Com os dados da Tabela 4.4, conclui-se que os resultados da planilha mostraram consistência em relação aos obtidos tanto no simulador comercial como na bibliografia (Economides, 1993). Todos os erros ficaram abaixo dos 10%, legitimando a planilha. No que

se refere ao poço 2, tem-se que o erro possivelmente venha das diferentes correlações empíricas em cada programa.

Sabe-se que para a simulação se aproximar da realidade, deve-se tender o tamanho de cada seção a zero, tornando a quantidade de subdivisões infinitas. Por restrições no tempo de espera dos cálculos, um número exorbitante de seções não é apropriado. Partindo desse princípio, repetiu-se a simulação do poço 2 com um maior número de seções, almejando uma maior precisão na estimativa da pressão disponível na cabeça do poço. Nesta segunda simulação o total de seções foi de 50 (160 ft por subdivisão). Na Tabela 4.5 apresenta-se o comparativo:

Tabela 4.5 Comparativo de erro para 50 seções, poço 2.

Propriedade (unidade)	Resultado PIPESIM®	Resultado da planilha	%Erro
Pressão na cabeça do poço (psi)	950	952.72	0.29

FONTE: Elaborada pelo autor.

O comportamento observado no resultado foi o esperado, pois com uma maior discretização do poço houve uma maior precisão, aproximando-se dos resultados de um renomado simulador comercial de escoamento multifásico. O erro relativo encontrado nesta segunda simulação foi de 0.29%, aferindo mais uma vez a boa performance desta planilha.

4.2 Estudo de caso

O cenário para esta aplicação prática será o cenário do Poço 2. Sabe-se que a partir do momento em que o reservatório inicia a produção, sua pressão diminui constantemente até a depletação do campo, isso ocorre em virtude da menor quantidade de material na rocha reservatório que reduz a pressão disponível ao fluido.

Considerando que após 3 anos de produção, o gerente do campo quer prever a viabilidade econômica do sistema de produção para o ano seguinte, tem-se que a pressão disponível no fundo do poço prevista para o próximo ano será de 1000 psia. A partir deste valor, o Poço 2 é simulado novamente. Nas Figuras 4.17 a 4.25 são mostrados os resultados da planilha para este panorama hipotético, onde foram utilizadas 50 seções (160 ft por subdivisão):

Figura 4.17 Poço insurgente.

Planilha automatizada com método de Beggs and Brill

Dados de Entrada | Gráficos dos Resultados

Dados de Entrada

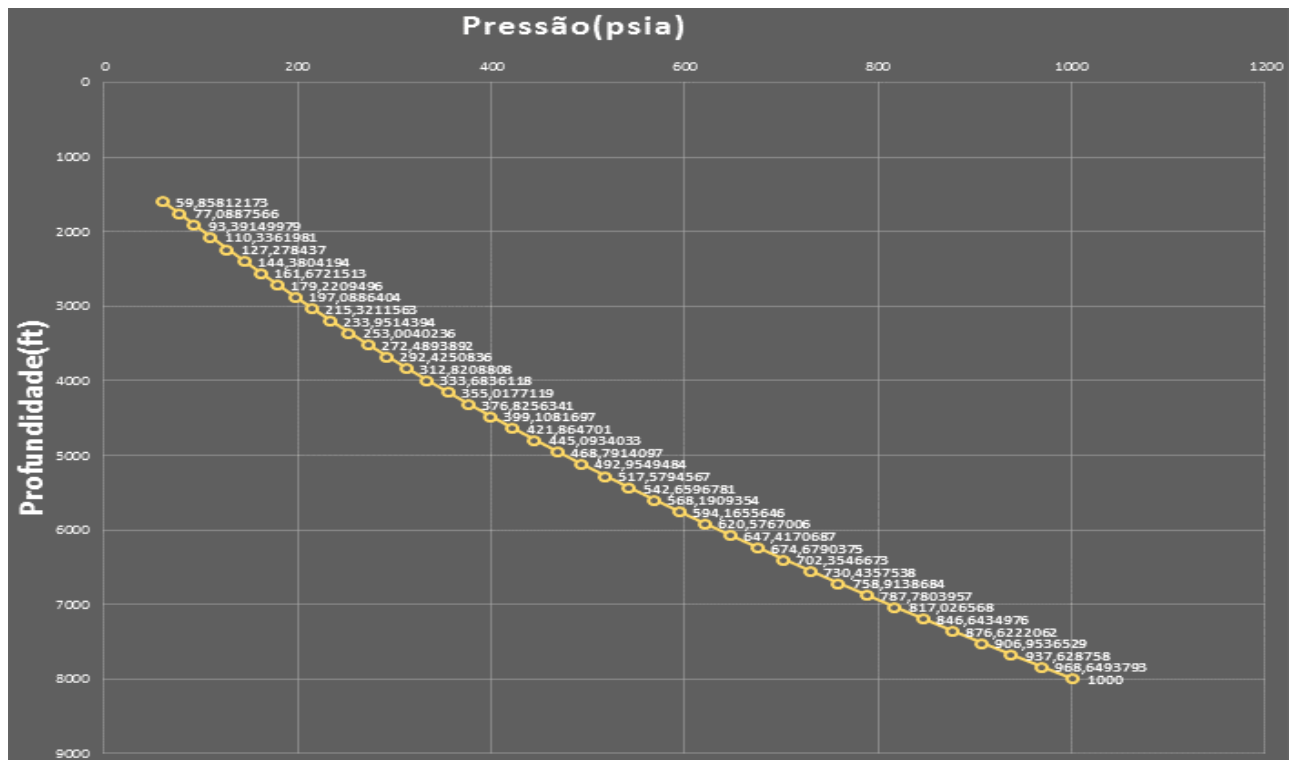
Universidade Federal do Ceará	Ângulo de inclinação (graus)	Insira o valor: 90
Engenharia de Petróleo	Tamanho das seções (ft)	160
Alunos: Lucas Bruno Russo e Igor Belizário	Temperatura no fundo do poço (°F)	170
Orientador: Prof. Dr. Vítor Moreira da Rocha Ponte	Pressão no fundo do poço (psia)	1000
	Diâmetro interno (in)	2.875
	Vazão de óleo (STB/dia)	1000
	Razão gás-óleo (SCF/STB)	751
	Densidade relativa do óleo (°API)	32.81
	Densidade relativa do gás	0.701
	Profundidade(ft)	8000

Resultado:
Poço Insurgente, elevação natural até a profundidade(ft):
1440

Limpar Calcular

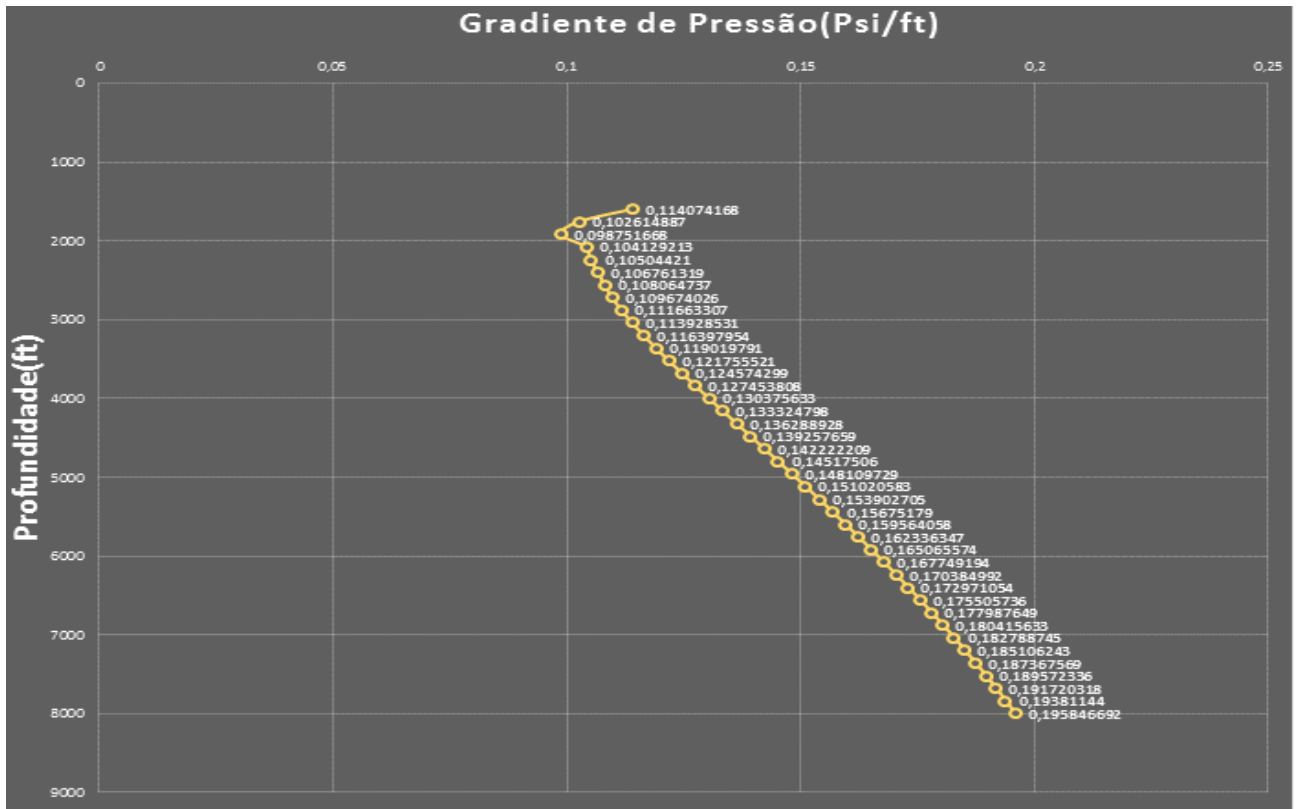
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.18 Perfil de pressão, estudo de caso.



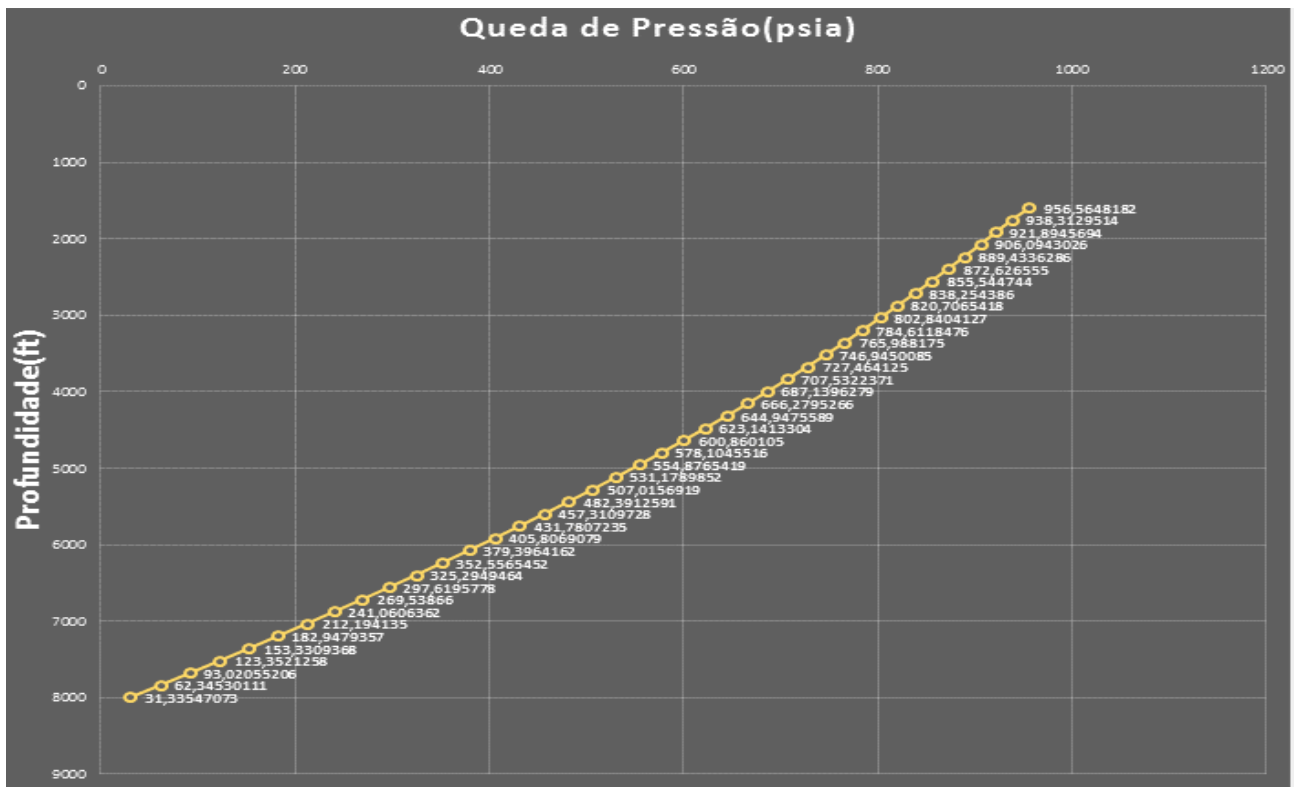
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.19 Perfil do gradiente de pressão, estudo de caso.



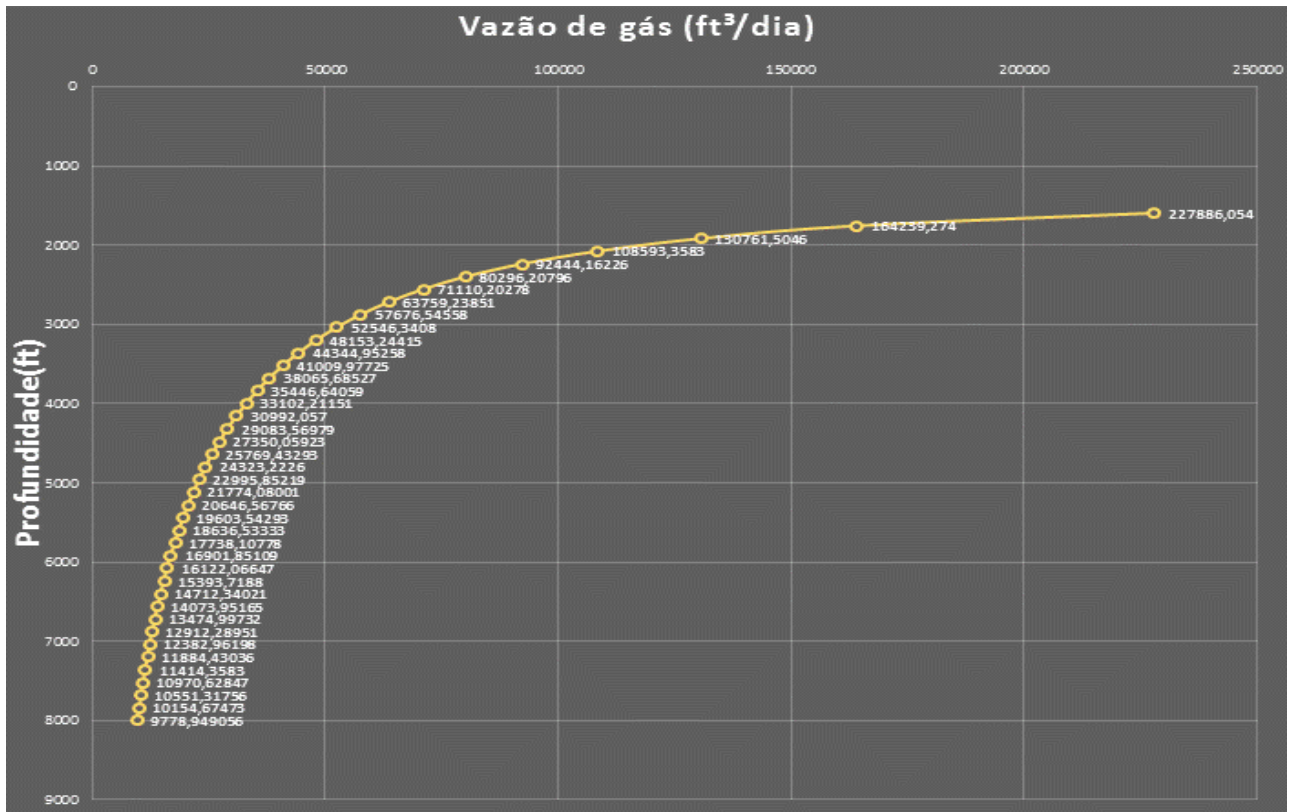
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.20 Perfil da queda de pressão, estudo de caso.



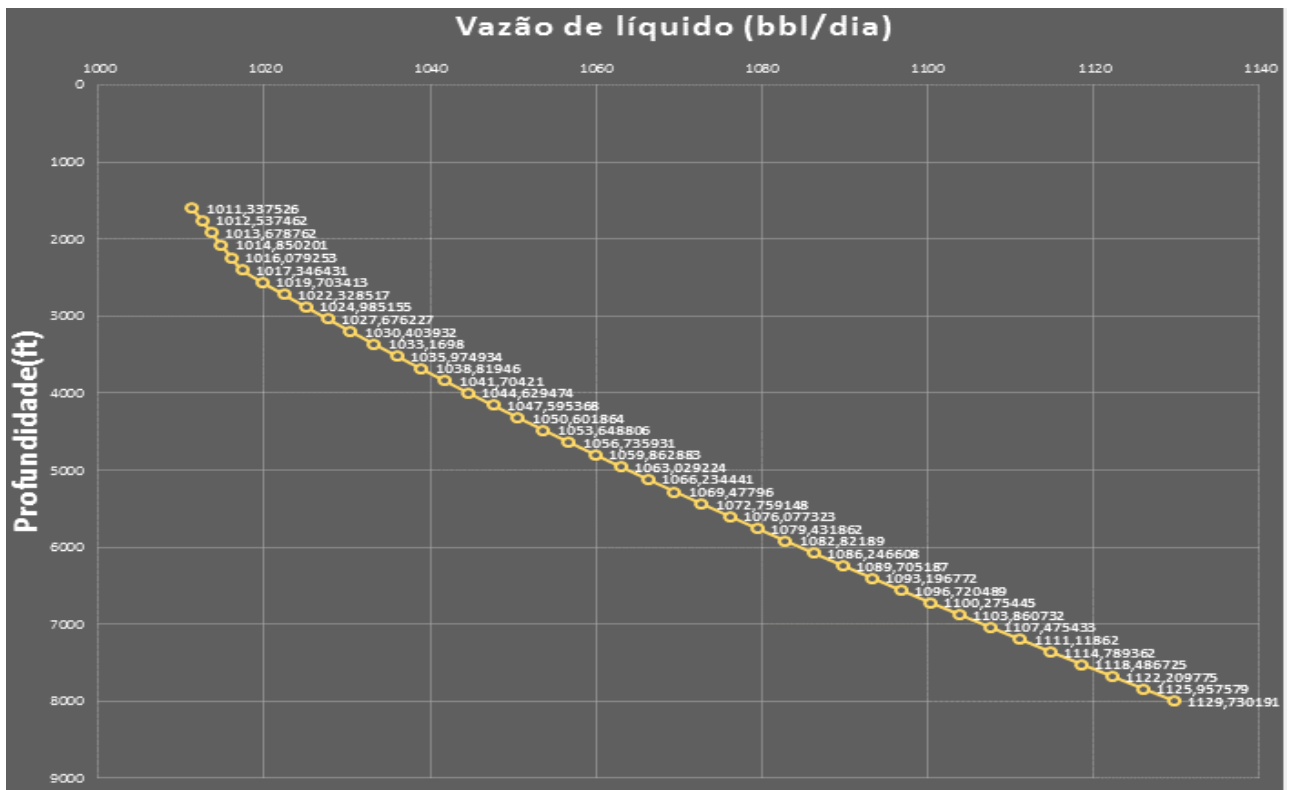
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.21 Perfil da vazão de gás, estudo de caso.



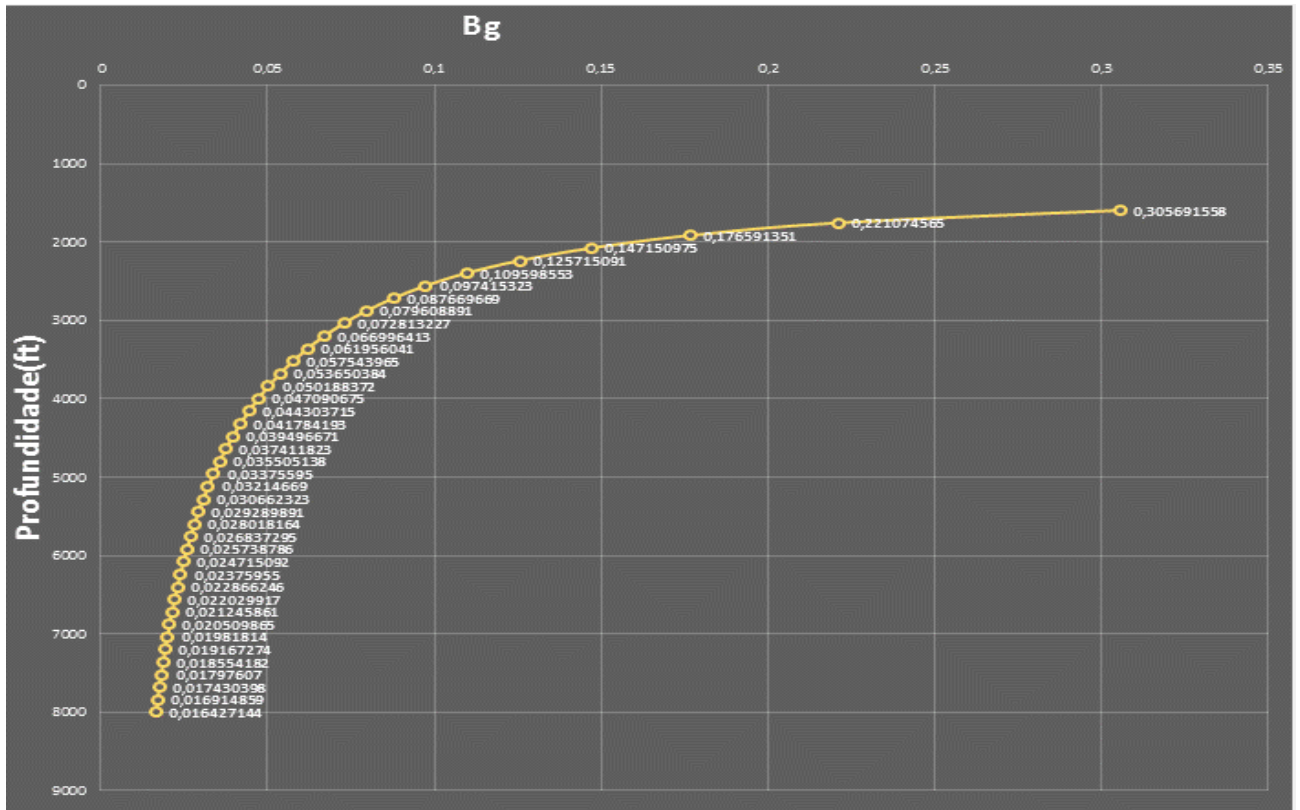
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.22 Perfil de vazão de líquido, estudo de caso.



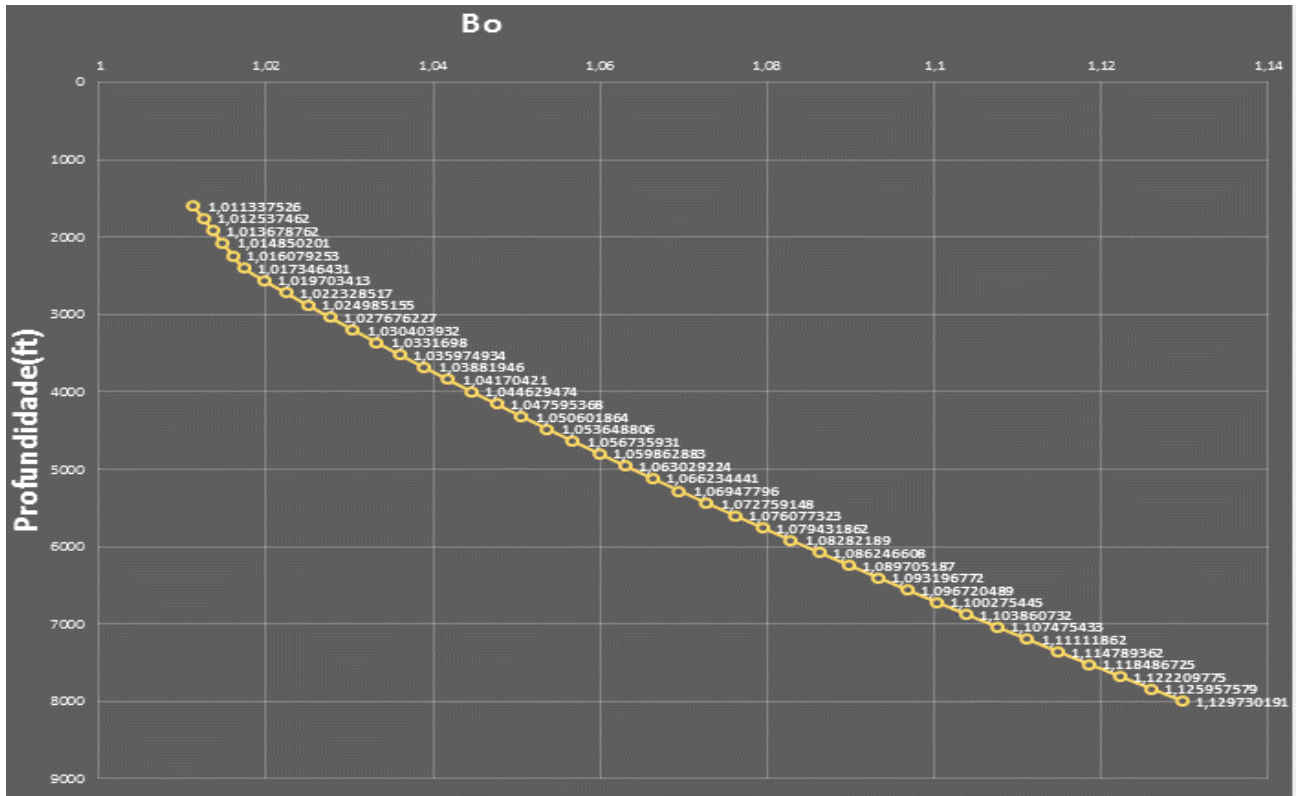
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.23 Perfil do fator volume de formação do gás, estudo de caso.



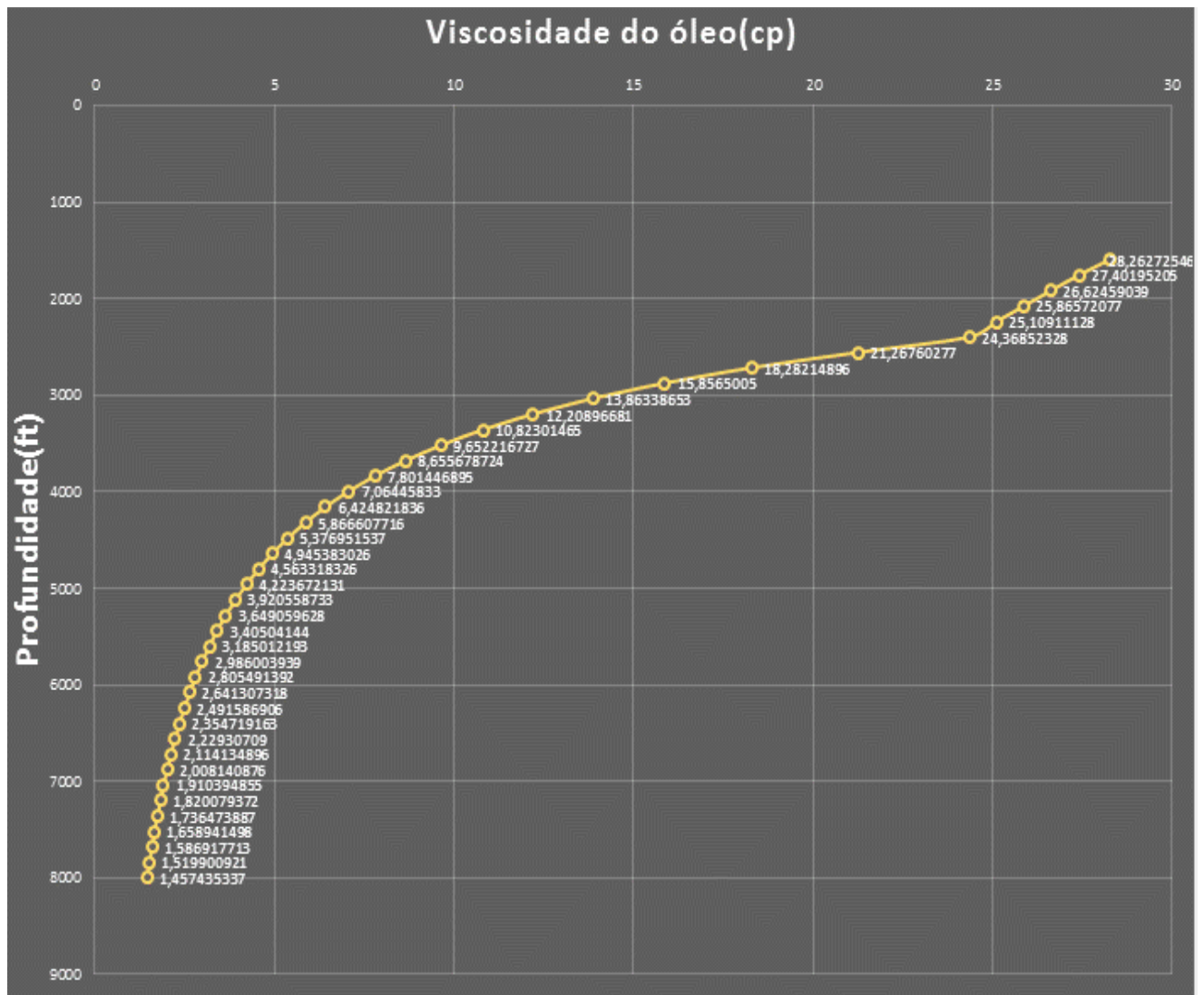
FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.24 Perfil do fator volume de formação do óleo, estudo de caso.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Figura 4.25 Perfil de viscosidade do óleo, estudo de caso.



FONTE: Elaborada pelo autor.

Verifica-se que haverá insurgência neste poço para estas condições testadas. O campo deixará de produzir por elevação natural, sendo necessário a implantação de algum método de elevação artificial para dar ao fluido a energia necessária para o trajeto até a superfície. A planilha disponibiliza como resultado qual a profundidade alcançada pelo fluxo nesta situação. Nota-se através dos gráficos qual o comportamento dos parâmetros ao final do escoamento. Com a pressão reduzida a zero há uma enorme expansão do gás que pode ser constatada nos perfis de vazão de gás e B_g .

5 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Nessa seção são elucidadas as principais conclusões sobre o trabalho e sugestões para melhorias futuras.

5.1 Conclusão geral

- Essa ferramenta computacional revelou bons resultados para cálculos preliminares de projetos de produção de petróleo, tendo em vista que pode se prever parâmetros fundamentais, como vazão de líquido, pressão na superfície, dentre outros.
- De modo geral, os objetivos gerais e específicos deste trabalho foram alcançados. A sequência de atividades foi respeitada e cuidadosamente cumprida desde a criação da planilha, passando pelo aprimoramento da mesma até a validação dos cálculos realizados. O programa criado é válido e possui resultados ilustrativos de forma gráfica.
- A interface gráfica atingiu sua meta ao facilitar o manuseio do usuário, possibilitando uma experiência simples e objetiva, tendo em vista que não se precisa ter conhecimento sobre o código-fonte, muito menos da linguagem de programação para usufruir da ferramenta de simulação
- Outro ponto importante é a capacidade de encontrar poços insurgentes, inclusive com a seção de término do escoamento, podendo assim predizer a necessidade de implantação de métodos de elevação artificial no poço de petróleo.
- Os erros ficaram dentro de uma faixa aceitável, comprovando que a planilha tem confiabilidade nos seus resultados. Quando comparado ao simulador comercial, evidencia-se sua precisão na simulação do escoamento de óleo e gás. Quando se colaciona aos dados da bibliografia, apresenta-se uma correta previsão do comportamento das propriedades físicas do petróleo.
- Observou-se o gradiente de pressão dinâmico nos gráficos da planilha, além de ser o evento esperado para um escoamento bifásico, também nos mostra como os fenômenos de comportamento de fases na elevação de petróleo influenciam na perda de carga do fluxo.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

- Implementar correlações para a transferência de calor do ambiente para o fluido, podendo assim modelar melhor o comportamento do fluxo.
- Acrescentar outras correlações empíricas para previsão das propriedades PVT, criando uma lista na interface, para que o usuário da planilha defina qual utilizar.
- Inserir outros métodos para cálculo da perda de carga no escoamento multifásico, desenvolvendo uma lista para usuário definir qual empregar.
- Considerar a produção de água, buscando adicionar parâmetros que simulem seu comportamento no escoamento multifásico.
- Adicionar a perda de carga por energia cinética nos cálculos de queda de pressão, de modo que o programa possa variar a área de seção transversal do poço.
- Considerar a possibilidade de pressão maior que o ponto de bolha durante o escoamento de petróleo, inserindo correlações que possam prever esse evento e o seu comportamento.
- Incluir um módulo para perda de carga na linha de produção, ou seja, nos equipamentos de superfície.
- Incluir um módulo para modelar os métodos para elevação artificial, nos casos em que o poço for insurgente.
- Inserir um módulo para se calcular a pressão disponível no fundo, dada a pressão na cabeça do poço.
- Implementar um módulo para definição dos ângulos e estimativa de pressão acoplada, facilitando o uso para poços direcionais.
- Adicionar um módulo para análise nodal. Para gerar a curva de desempenho de escoamento no reservatório e comparar com a curva de desempenho de fluxo na coluna de produção.

REFERÊNCIAS

BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. **Journal of Petroleum Technology**, AIME. p. 607-617, May 1973.

BEGGS, H. Dale.; BRILL, James P. **Two-phase flow in pipes**. 6 Ed. Oklahoma. University of Tulsa, 1991.

BRILL, James P.; MUKHERJEE, Hemanta. **Multiphase flow in wells**. 1 Ed. Society Petroleum Engineers, 1999.

ECONOMIDES, Michael J; HILL, A. Daniel; ECONOMIDES, Christine Ehlig. **Petroleum production systems**. 1. Ed. New Jersey. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994.

FILHO, J. S. C. **Estudo experimental de escoamento bifásico em tubo circular inclinado usando técnicas ultrasônicas e de visualização**. 2010. 260 f. Tese (Doutorado em Engenharia Nuclear) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Nuclear, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

MCCAIN JR. W.D. **The properties of Petroleum Fluids**. 2 Ed. PennWellbooks, Tusla, 1990.

NASCIMENTO, J. C. S. **Simulador de escoamento multifásico em poços de petróleo**. 2013. 134 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

NETO, S. J. A. **Estudo de escoamento bifásico em gasodutos através de modelagem mecanicista**. 1989. 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia de Campinas, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1989.

NOGUEIRA, J. P. A. **Projeto de elevação artificial para um poço do tipo direcional no escoamento multifásico equipado com bombeio centrífugo submerso**. 2013. 59 f. Monografia. (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

OLIVEIRA, J. L. G. **Medição de vazão de escoamentos bifásicos utilizando tubo de venturi ou placa de orifício associados a um sensor de fração de vazio com campo elétrico girante**. 2007. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

PALADINO, E. E.; MALISKA, C. R. The effect of the slip velocity on the differential pressure in multiphase venture flow meters. **ASME International Pipeline Conference**. Calgary, 2002.

PEREIRA, U. L. T.; DUARTE, L. J. N.; GÓIS, L. M. N.; SANTANA, F. P. P. Análise do Escoamento Multifásico de Petróleo em Linhas de Produção de Campos Maduros. **5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**. Fortaleza, 2009.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. Ed. Rio de Janeiro. Interciência, 2006.

SHOHAM, Ovadia. **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**. 1. Ed. University of Tulsa. Society of Petroleum Engineers, 2006.

SILVA, E. S. **Estudo do escoamento bifásico em risers em movimento na produção marítima de petróleo em águas profundas**. 2006. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

SOUZA, J. N. M. **Modelagem e simulação de escoamento multifásico em dutos de produção de óleo e gás natural**. 2010. 291 f. Tese. (Doutorado em Ciências) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SOUZA, R. G. S. **Escoamento bifásico líquido-gás: Previsão de gradiente de pressão com a correlação de Lockhart & Martinelli e fluidodinâmica computacional**. 2009. 74 f. Monografia (Graduação em Engenharia Química) – Programa de Escola de Química, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

TAITEL, Y.; BARNEA, D.; DUKLER, A. E. **Modelling flow pattern transition for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes**. *AIChE Journal*, 26, pp 345-354.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.