



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

IGOR BELIZÁRIO ROCHA

**ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PETRÓLEO AO LONGO DA
ELEVAÇÃO UTILIZANDO SIMULADOR DE POÇO**

FORTALEZA

2016

IGOR BELIZÁRIO ROCHA

ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PETRÓLEO AO LONGO DA
ELEVAÇÃO UTILIZANDO SIMULADOR DE POÇO

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 e Gás.

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

-
- R573a Rocha, Igor Belizário.
Análise das propriedades dos fluidos de petróleo ao longo da elevação utilizando simulador de poço / Igor Belizário Rocha. – 2016.
83 f. : il., enc. ; 30 cm.
- Monografia (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2016.
Orientação: Prof. Dr. Vítor Moreira da Rocha Ponte.
1. Engenharia de petróleo. 2. Petróleo - fluídos.. 3. Petróleo - poço. I. Título.

CDD 665.5092

**ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PETRÓLEO AO LONGO DA
ELEVAÇÃO UTILIZANDO SIMULADOR DE POÇO**

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 e Gás.

Aprovada em 12/02/2016.

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)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Antônio Régis Rocha e Milena Albuquerque Duarte Rocha por servirem de exemplo para minha formação como pessoa, me aconselhando, educando, compreendendo e auxiliando em tudo, além de me apoiarem em todas as decisões da minha vida.

À Universidade Federal do Ceará, que me permitiu adquirir amplos conhecimentos e me ajudou, de maneira imprescindível, na minha formação como Engenheiro.

Ao professor e orientador Vítor Moreira da Rocha Ponte pela excelente orientação e por todo o conhecimento transmitido a mim. Suas assistências, aulas, conversas, sugestões e críticas foram essenciais para a elaboração deste trabalho, e como consequência contribuíram de modo relevante para minha formação profissional.

A todos os servidores da UFC que, independentemente da função designada, sempre me auxiliaram e cooperaram para que eu tivesse as melhores condições de estudo.

A todos os professores, pelo amplo conhecimento e ricas experiências transmitidas ao longo dos cinco anos de graduação.

Aos professores da banca, pela atenção e consideração.

Aos meus familiares, que sempre torceram, apoiaram e me aconselharam ao longo desse caminho.

A todos os colegas de faculdade, em especial aos meus grandes amigos (em ordem alfabética): Antônio Átila, Gabriel Pinheiro, Geovanny Carneiro, Manoel Wellington e Wilson Magno, pelo companheirismo, amizade e conselhos.

A Stephanie de Oliveira Souza, por todo o apoio e companheirismo, sem o qual esse momento não seria possível.

Ao meu amigo e companheiro de trabalho, Lucas Bruno Russo, por toda a amizade e tempo dedicado, não só durante a formulação e desenvolvimento desse projeto, mas também durante todos esses anos de faculdade.

RESUMO

O objetivo principal desse trabalho é compreender o comportamento dos fluidos e suas propriedades ao longo da elevação do petróleo. As propriedades analisadas serão B_o , B_g , R_s , viscosidade do óleo, viscosidade do gás, densidade do óleo, vazão de óleo, vazão de gás, bem como os padrões de escoamento que o escoamento bifásico se encontrará ao longo desse processo. Em busca dessa simulação foi utilizada uma planilha automatizada, desenvolvida por Igor Belizário Rocha e Lucas Bruno Russo. Foram aplicadas correlações na planilha visando simular o comportamento dessas propriedades ao longo do poço de petróleo, onde haverá mudanças de temperatura e mudanças de pressão, afetando assim as propriedades do fluido. A planilha tem como base de cálculo o método de elevação de Beggs e Brill, método que é baseado em um escoamento multifásico para escoamentos horizontais de seção transversal constante. São então aplicadas correlações para simular o ângulo do escoamento real. A planilha em questão não só utiliza o método de Beggs e Brill, como faz otimizações ao método, pois o método considera o poço como uma única sessão, calculando assim as propriedades médias do fluido. O simulador desenvolvido tem a capacidade de dividir o poço em inúmeras sessões e calcular as propriedades médias de cada sessão, podendo assim, simular mais fielmente o comportamento do fluido ao longo do poço de petróleo e analisar esse comportamento, buscando compreendê-lo e analisa-lo. Os resultados obtidos com a planilha são expostos de forma gráfica, onde os gráficos expõem o comportamento das propriedades acima listada desde o fundo até a cabeça do poço, mostrando seu comportamento de acordo com as variações de pressão e temperatura ocorridas ao longo da elevação do fluido.

Palavras-chave: Planilha automatizada. Elevação de Fluidos. Propriedades dos fluidos. Método de Beggs e Brill.

ABSTRACT

The main objective this study is to understand the fluids behavior and properties over the petroleum elevation. The analyzed properties are Bo , Bg , Rs , oil viscosity, gas viscosity, oil gravity, oil flow rate, gas flow rate and the flow pattern that the fluids will be over this process. An automated spreadsheet was used to simulate this process; it was developed by Igor Belizário Rocha and Lucas Bruno Russo. Correlations were applicate on the spreadsheet with the objective of simulate the behavior of the fluids properties over the petroleum well, where changes of temperature and pressure will happen, changing the properties as a consequence. The calculations on the spreadsheet are based on the elevation method of Beggs and Brill that considers a multiphasic flow on horizontal tubes and constant transversal sections. Correlations are applicate so to simulate the real angle that the flow occurs. The spreadsheet not just uses the Beggs and Brill method, but it contains optimizations about the method, because the method considers the well as only one section and the fluid properties are calculated in the middle point. The developed simulator can divide the well in many sessions and calculate the properties in the middle points of all the sessions, this way; it can simulate in a more realistic way the fluid behavior over the petroleum elevation and analyze it, trying to understand better this behavior. The results of the spreadsheet are showed as graphics, because they can show how the properties will vary from the well fund to the well head, showing his behavior with the variations of pressure and temperature that occurs over the fluid elevation.

Palavras-chave: Automated spreadsheet. Fluids Elevation. Properties of petroleum fluids. Beggs and Brill method.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Variação das propriedades pseudocríticas com a densidade do gás.....	20
Figura 2.2 – Fator de compressibilidade, cartas de Standing&Katz.....	22
Figura 2.3 – Estimativa da viscosidade a 1atm.....	23
Figura 2.4 – Razão de viscosidade com as propriedades pseudoreduzidas.....	24
Figura 2.5 – Diagrama de variação da densidade.....	26
Figura 2.6 – Diagrama da viscosidade do óleo saturado.....	27
Figura 2.7 – Diagrama da viscosidade do óleo morto.....	28
Figura 2.8 – Comportamento do Bo com a pressão.....	29
Figura 2.9 – Comportamento do Bw com a pressão.....	30
Figura 2.10 – Comportamento do Rs com a pressão.....	31
Figura 2.11 – Ilustração das forças intermoleculares na interface.....	32
Figura 2.12 – Modelos de escoamento bifásico em uma coluna de produção.....	39
Figura 2.13 – Mapa de padrão de escoamento mostrando as fronteiras dos regimes de um escoamento ar/água em uma tubulação vertical com 5,0 cm de diâmetro.....	40
Figura 2.14 – Mapa para regimes de escoamento em fluxo horizontal.....	41
Figura 2.15 – Diagrama de Moody.....	45
Figura 3.1 – Diagrama de fases do Black Oil.....	47
Figura 3.2 – Variação da temperatura com a profundidade.....	48
Figura 3.3 – Fluxograma de estimativa de pressão.....	53
Figura 3.4 – Interface 01, layout da planilha: dados de entrada.....	54
Figura 3.5 – Interface 02, layout da planilha: gráfico dos resultados.....	55
Figura 3.6 – Programação em VBA relativa a interface.....	56
Figura 3.7 – Interface 03, aba da planilha: dados de entrada.....	58
Figura 3.8 – Interface 04, aba da planilha: gráficos dos resultados.....	59
Figura 3.9 – Interface 05, aba da planilha: cálculos para cada sessão.....	60
Figura 3.10 – Interface 06, aba da planilha: constantes para holdup.....	61
Figura 3.11 – Interface 07, aba da planilha: constantes para o fator de compressibilidade....	62
Figura 4.1 – Resultado 01: Profundidade x Pressão.....	64
Figura 4.2 – Resultado 02: Profundidade x Bg.....	64
Figura 4.3 – Resultado 03: Profundidade x Bo.....	65
Figura 4.4 – Resultado 04: Profundidade x Viscosidade do óleo.....	65
Figura 4.5 – Resultado 05: Profundidade x Fator de compressibilidade.....	66

Figura 4.6 – Resultado 06: Profundidade x Tipo de escoamento.....	66
Figura 4.7 – Resultado 07: Profundidade x Pressão.....	69
Figura 4.8 – Resultado 08: Profundidade x Bg.....	69
Figura 4.9 – Resultado 09: Profundidade x Bo.....	70
Figura 4.10 – Resultado 10: Profundidade x Viscosidade do óleo.....	70
Figura 4.11 – Resultado 11: Profundidade x Fator de compressibilidade.....	71
Figura 4.12 – Resultado 12: Profundidade x Tipo de escoamento.....	71
Figura 4.13 – Resultado 13: Profundidade x Pressão.....	73
Figura 4.14 – Resultado 14: Profundidade x Bg.....	73
Figura 4.15 – Resultado 15: Profundidade x Bo.....	74
Figura 4.16 – Resultado 16: Profundidade x Viscosidade do óleo.....	74
Figura 4.17 – Resultado 17: Profundidade x Fator de compressibilidade.....	75
Figura 4.18 – Resultado 18: Profundidade x Tipo de escoamento.....	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Constantes de holdup de Beggs and Brill.....	43
Tabela 3.1 – Correlações utilizadas.....	51
Tabela 4.1 – Dados de entrada do estudo de caso 01.....	63
Tabela 4.2 – Dados de entrada da validação 01.....	76
Tabela 4.3 – Erros relativos à validação 01.....	77
Tabela 4.4 – Dados de entrada da validação 02.....	78
Tabela 4.5 – Erros relativos à validação 02.....	78

LISTA DE ABREVIACÕES, SIGLAS E NOMENCLATURAS

BCP	Bombeio por Cavidades Progressivas
BCS	Bombeio Centrífugo Submerso
B _g	Fator volume-formação de gás
BM	Bombeio Mecânico com Hastes
B _o	Fator volume-formação do óleo
B _w	Fator volume-formação de água
GLC	Gás Lift Contínuo
GLI	Gás Lift Intermitente
IP	Índice de Produtividade
RAO	Razão água-óleo
RGO	Razão gás-óleo
R _s	Razão de solubilidade
Z	Fator de compressibilidade
d_g	Densidade do gás
ρ_g	Massa específica do gás
ρ_{ar}	Massa específica da água
P_{pr}	Pressão pseudoreduzida
P_{pc}	Pressão pseudocrítica
T_{pr}	Temperatura pseudoreduzida
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica
μ_g	Viscosidade do gás
μ_o	Viscosidade do óleo

d_o	Densidade do óleo
ρ_0	Massa específica do óleo
ρ_{H_2O}	Massa específica da água
α_o	Fração de óleo na mistura
α_w	Fração de água na mistura
y_l	<i>Holdup de líquido</i>
y_g	<i>Holdup de gás</i>
λ_l	Fração volumétrica de líquido
λ_g	Fração volumétrica de gás
u_{sl}	Velocidade superficial de líquido
u_{sg}	Velocidade superficial de gás
u_m	Velocidade superficial da mistura
N_{FR}	Número de Froude
ρ^*	Densidade média do fluido
f_{TP}	Fator de fricção bifásico
f_n	Fator de fricção sem escorregamento
τ	Tensão de cisalhamento

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Introdução a elevação do petróleo.....	13
1.2 Tecnologias de Elevação do petróleo.....	14
1.2.1 Elevação natural.....	14
1.2.2 Gás lift.....	14
1.2.3 Bombeio centrífugo submerso.....	15
1.2.4 Bombeio mecânico com hastes.....	15
1.2.5 Bombeio por cavidades progressivas.....	15
1.3 Motivação do trabalho.....	15
1.4 Objetivos.....	17
1.4.2 Objetivo geral.....	17
1.4.3 Objetivos específicos.....	17
1.5 Sequência de atividades.....	17
1.6 Estrutura do trabalho.....	18
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
2.1 Propriedades dos fluidos de petróleo.....	19
2.1.1 Densidade do gás.....	19
2.1.2 Propriedades pseudoreduzidas do gás.....	20
2.1.3 Fator de compressibilidade.....	21
2.1.4 Viscosidade do gás.....	22
2.1.5 Fator volume-formação de gás.....	24
2.1.6 Densidade do óleo.....	25
2.1.7 Viscosidade do óleo.....	26
2.1.8 Fator volume-formação de óleo.....	28
2.1.9 Fator volume-formação de água.....	29
2.1.10 Razão de solubilidade.....	30
2.1.11 Razão gás-óleo.....	31
2.1.12 Razão água-óleo.....	31
2.1.13 Tensão superficial.....	32
2.2 Escoamento Multifásico.....	33
2.2.1 Vazões volumétricas.....	34
2.2.2 Frações das fases.....	35

2.2.2.1 Fração do volume de líquido.....	35
2.2.2.2 Fração do volume de vazios.....	35
2.2.2.3 Fração volumétrica.....	36
2.2.3 Velocidades relacionadas ao escoamento.....	36
2.3 Padrões de escoamento.....	37
2.4 Método de Elevação de Beggs and Brill.....	40
3. DESENVOLVIMENTO DO SIMULADOR.....	46
3.1 Hipóteses iniciais.....	46
3.2 Correlações utilizadas.....	49
3.3 Algoritmo de estimativa de pressão.....	52
3.4 Apresentação da planilha.....	54
4. RESULTADOS.....	63
4.1 Estudo de caso.....	63
4.1.1 Estudo de caso 01.....	63
4.1.2 Estudo de caso 02.....	68
4.1.3 Estudo de caso 03.....	72
4.2 Validação do simular.....	76
4.2.1 Validação 01.....	76
4.2.2 Validação 02.....	78
5. CONCLUSÃO.....	80
5.1 Conclusões a respeito da planilha.....	80
5.2 Conclusões a respeito dos resultados.....	80
6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	82
REFERÊNCIAS.....	83

1. INTRODUÇÃO

1.1 Introdução a elevação do petróleo

As empresas petrolíferas têm como objetivo principal produzir hidrocarbonetos de forma economicamente viável. Para tal, existe todo um processo, que vai desde a descoberta dos reservatórios de hidrocarbonetos à venda dos seus derivados. O primeiro passo consiste em identificar áreas propensas a presença dos hidrocarbonetos, após isso, é feita uma análise identificando se realmente há a presença do petróleo e se o mesmo está em quantidades que viabilizem a produção. Se as etapas anteriores forem bem-sucedidas, inicia-se a perfuração do poço de petróleo com o objetivo de conectar o reservatório à superfície, posteriormente o poço é completado, onde uma série de equipamentos são instalados, tornando-o viável produzir. Com o poço completado inicia-se a produção do petróleo, sendo essa, dividida em duas etapas, o fluxo do reservatório ao poço e o fluxo do fundo do poço à cabeça de produção, que consiste na elevação propriamente dita. Ao chegar na superfície, o petróleo passará pelo processamento primário, onde a fase líquida é separada da fase gasosa, finalmente, levada as refinarias para que sejam processados e produtos de maior valor comercial sejam produzidos.

A elevação do petróleo consiste em retirar o petróleo do fundo do poço e trazê-lo à superfície. A pressão será o princípio termo analisado nesse problema, pois para que os hidrocarbonetos cheguem a superfície ele deverá vencer a “barreira energética” imposta por todo o percurso ao longo do poço. A “barreira energética” pode ser dividida em três tipos de energia, a energia cinética, a energia viscosa e a energia potencial, devido ao atrito com as paredes do poço. A primeira, energia cinética, está relacionada a velocidade dos fluidos durante a elevação, sendo influenciada pela interação entre as moléculas do fluido ao longo do poço. A segunda, energia viscosa, está relacionada a perda de carga ocasionada com o atrito do fluido com as paredes da coluna de produção, sendo a viscosidade do óleo o fator preponderante. Já a terceira, a energia potencial, está relacionada a altura que o peso do fluido deverá vencer ao longo da coluna de produção. Como os reservatórios de petróleo são normalmente encontrados a grandes profundidades, a barreira devido a energia potencial é a mais influente de todas, representando por volta de 85% da barreira energética total. A influência da energia cinética é muito pequena quando comparada às outras, sendo essa, muitas vezes desprezada nos cálculos.

Caso a energia do óleo no fundo do poço seja suficiente para que o mesmo seja produzido na superfície, o poço é denominado surgente. Caso a pressão no fundo do poço não seja suficiente para produzi-lo na superfície, ele é denominado insurgente e algum método de elevação artificial deve ser usado com o objetivo de produzir o petróleo.

1.2 Tecnologias de elevação do petróleo

Quando o reservatório não consegue exercer uma pressão suficiente para que os hidrocarbonetos cheguem a superfície, vários modos de elevação artificial podem ser usados. Os métodos de elevação artificial mais comuns na indústria do petróleo são: Gás Lift Contínuo (GLC), Gás Lift Intermitente (GLI), Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), Bombeio Mecânico com Hastes (BM) e Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).

1.2.1 Elevação Natural

Na elevação natural de petróleo, o fluxo de fluidos (óleo, água e gás) desde o reservatório até as facilidades de produção é devido unicamente à energia do reservatório. Normalmente ocorre no início da vida produtiva das jazidas. (THOMAS, 2004)

Denomina-se como poços surgentes, aqueles que possuem naturalmente energia necessária para elevar os fluidos até a superfície. Entretanto, quando esse fenômeno não ocorre, ou quando a vazão natural não viabiliza a produção, faz-se necessária a utilização de técnicas de elevação artificial.

1.2.2 Gás Lift

É um método que consiste em gaseificar a coluna de fluido (Gás Lift Contínuo), o tornando menos viscoso e menos denso. Também possui outra forma de aplicação, sendo essa relacionada a deslocar essa coluna de fluido (Gás Lift Intermitente). Segundo Thomas (2004), é um método muito versátil em termos de vazão (1 a 1700m³/dia) e em termos de profundidade (até 2600 metros), além de existir investimentos relativamente baixos para poços profundos.

Existem vários fatores que influenciam na escolha de qual método de Gás Lift utilizar, porém os principais são Índice de Produtividade (IP) e pressão estática. Nos poços

com IP e pressão estática altos o Gás Lift Contínuo é mais comumente utilizado, enquanto nos poços com IP e pressão estática baixos, utiliza-se mais Gás-Lift Intermitente normalmente.

1.2.3 Bombeio Centrífugo Submerso

Como relatado em Thomas (2004), o Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) está se expandindo na elevação do petróleo devido a crescente flexibilidade dos equipamentos disponíveis. O método tem como princípio transmitir a energia elétrica através de um cabo elétrico e transformá-la em energia mecânica através de um motor presente na subsuperfície, sendo esse diretamente ligado a uma bomba centrífuga.

O método tem como princípio, suplementar energia ao fluido, visando a chegada do mesmo à superfície, logo, a variável de cada poço será em que posição do poço a bomba deve ser instalada, de acordo com a vazão de produção desejada.

1.2.4 Bombeio mecânico com hastes

Este método consiste em utilizar um motor elétrico ou de combustão para movimentar uma unidade de bombeio localizada acima da cabeça de produção. Esse movimento é transmitido à uma bomba através de uma coluna de hastes elevando assim, o fluido no fundo do poço.

Segundo Thomas (2004), o bombeio mecânico é o método de elevação mais utilizado no mundo, podendo ser utilizado para elevar vazões médias em poços rasos e elevar vazões baixas em poços profundos. As vazões mencionadas anteriormente são as vazões de produção. É problemático com a presença de areia, pois há um maior desgaste das partes móveis.

1.2.5 Bombeio por cavidades progressivas

Tem como princípio a transferência de energia ao fluido através de uma bomba volumétrica de cavidades progressivas. A bomba, como todas as outras na indústria do petróleo, trabalha imersa no fundo do poço, podendo ser acionada da superfície através de uma coluna de hastes ou do fundo do poço através de acionador elétrico ou hidráulico.

1.3 Motivação do trabalho

Apesar da crise vivida pela indústria do petróleo no mundo com a atual queda do valor do barril de óleo, a demanda pelos seus derivados não diminuiu no mundo todo. Os transportes, atividades industriais, produtos petroquímicos, fabricação de roupas, entre outras aplicações, continuam dependente do petróleo e de seus derivados. Cabe a Engenharia de Petróleo, buscar ideias e soluções que contribuam com o entendimento e aperfeiçoamento em todos os ramos da cadeia de produção do petróleo. A elevação do petróleo não é diferente, pois representa um valor significativo no custo de produção do petróleo, portanto, todos os avanços relacionados impactam diretamente na busca por um petróleo economicamente viável. Na verdade, o baixo valor do barril serve de estímulo para o avanço nas áreas de produção do petróleo, pois torna-se necessário custo de produção reduzido.

A produção do petróleo é naturalmente complexa, encontra-se, com frequência, altas pressões, altas temperaturas, alto volume de gás, alto volume de água, presença de areia, entre outros complicadores. Apesar de altas pressões serem desejadas, pois as mesmas facilitam a produção do óleo, esse fator torna a atividade mais complexa de um modo geral, pois são requeridos equipamentos mais especializadas e mais fortificados, de modo a resistir à influência desse fator. Todos esses fatores afetam diretamente no resultado final de custo de produção. As propriedades do óleo, viscosidade, densidade, razão gás-óleo (RGO), razão de solubilidade (RS), fator volume-formação de óleo (BO), fator volume-formação de gás (BG), razão água-óleo (RAO), padrão de escoamento do óleo, entre outros, são todas propriedades do fluido que dependem e variam com as condições termodinâmicas do poço e ao longo do poço.

O conhecimento detalhado dessas propriedades e de seu comportamento ao longo do poço é de extrema importância para que os engenheiros possam compreender de forma clara o que está ocorrendo ao longo de um poço, podendo assim, prever e tomar as decisões mais corretas em busca da produção mais rentável e mais segura.

Em virtude disso, viu-se necessário simular numericamente e graficamente as propriedades do óleo ao longo da coluna de produção por meio de uma planilha, buscando analisar e entender o comportamento das propriedades do fluido. Essa planilha busca auxiliar, academicamente ou profissionalmente, no estudo de elevação de petróleo, podendo ser utilizada para simular poços com diferentes características, não tendo profundidade, inclinação, condições PVT, dentre outros fatores, mais abordados na sequência, como limitantes.

1.4 Objetivos

1.4.2 Objetivo Geral

Propor, esquematizar e desenvolver uma planilha capaz de simular o processo de elevação do petróleo em poços verticais ou direcionais, com diâmetro de seção constante, buscando analisar o comportamento das propriedades do fluido e dos parâmetros que lhe são relacionados desde o fundo do poço a cabeça de produção. Analisar as perdas de carga, a pressão, o padrão de escoamento e as propriedades dos fluidos de petróleo ao longo do poço, buscando entender o comportamento de todos os fatores relacionados a elevação e produção do petróleo.

1.4.3 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos do presente trabalho são destacados:

- i) Simular fisicamente o comportamento do fluido durante sua elevação.
- ii) Visualizar e interpretar graficamente os padrões dos fluidos ao longo do poço de petróleo.
- iii) Analisar numericamente e graficamente o comportamento das propriedades e parâmetros relacionados aos fluidos de petróleo ao longo de sua produção. Viscosidade, densidade, RGO, RS, BO, BG, vazão de óleo, vazão de gás e fator de compressibilidade.
- iv) Analisar as perdas de carga ao longo do poço e interpretar a influência da variação das propriedades nesse parâmetro.
- v) Comparar os resultados obtidos com a planilha com resultados da literatura, buscando avaliar a confiabilidade e a viabilidade da mesma.

1.5 Sequência de atividades

A sequência de atividades foi realizada e distribuída em seis etapas, apresentadas a seguir:

- i) Discussão e proposta

Nessa etapa da sequência de atividades foi discutido e analisado sobre todo o processo de desenvolvimento da planilha. Foi analisado o método de elevação a ser

implementado, bem como as correlações, a estrutura que o trabalho deveria apresentar, suas limitações e quais propriedades deveriam ser analisadas e avaliadas mais detalhadamente.

ii) Revisão Bibliográfica

Essa etapa consiste em todo o estudo e pesquisa feita com o objetivo em embasar o trabalho teoricamente sobre elevação do petróleo, métodos de elevação do petróleo, propriedades dos fluidos de petróleo, padrões de escoamento e escoamento multifásico.

iii) Desenvolvimento da planilha

Após desenvolvimento claro a respeito da estrutura desejada pela planilha e do embasamento teórico a ser adotado em sua simulação, o conhecimento obtido foi aplicado em busca do desenvolvimento do simulador.

iv) Testes

A planilha foi testada com diversos exemplos da bibliografia buscando confiabilidade e validade dos resultados obtidos.

v) Elaboração do relatório

Ao longo de todo o desenvolvimento do projeto foi elaborado o relatório.

vi) Defesa do projeto

Realização da apresentação da monografia para avaliação da banca examinadora, buscando o título de Engenheiro de Petróleo.

1.6 Estrutura do Trabalho

A monografia está dividida em seis sessões, como detalhado a seguir. A primeira sessão do trabalho introduz o conhecimento a respeito de elevação de petróleo de uma forma geral, apresentando as tecnologias mais utilizadas nos métodos artificiais. Na segunda sessão, revisão bibliográfica, apresenta o embasamento teórico a respeito do assunto tratado. São apresentados maiores conhecimentos a respeito dos temas mais relevantes ao trabalho, propriedades dos fluidos de petróleo, método de elevação do petróleo e padrões de escoamento. Na terceira sessão do trabalho, é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento da planilha, bem como uma apresentação a respeito do seu funcionamento. Na quarta sessão os resultados da planilha são apresentados, analisados, comparados e validados com base em exemplos da bibliografia. Na quinta sessão, são tiradas conclusões a respeito do funcionamento da planilha de uma forma geral, bem como de seus resultados mais específicos são analisados de forma crítica com uma reflexão sendo feita a respeito dos possíveis erros. Na sexta e última sessão são denotadas melhorias a respeito da planilha.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Propriedades dos fluidos de petróleo

McCain (1990) escreve que líquidos obtidos de diferentes reservatórios possuem características diferentes. É de conhecimento da indústria do petróleo que não há um padrão nos fluidos entre os reservatórios de petróleo, as características do gás, do óleo são diversas, inclusive das impurezas contidas em cada fluido.

Essa variedade de composição do fluido se dá em consequência tanto das condições da matéria orgânica, quanto das condições termodinâmicas nas quais essa matéria orgânica foi submetida. Como define Rosa (2006), petróleo é o nome dado às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidos. O petróleo tanto pode aparecer em uma única fase como pode apresentar em mais de uma fase em equilíbrio.

No trabalho a seguir as características estudadas são as relacionadas diretamente à elevação, ou seja, no fluxo multifásico, água, óleo e gás, que ocorre em dutos (coluna de produção), desde o fundo do poço até a cabeça de produção.

As propriedades analisadas a seguir são: razão de solubilidade (RS), fator volume-formação do óleo (BO), densidade do óleo, densidade relativa do gás dissolvido no óleo, viscosidade do óleo, pressão pseudo reduzida do gás, temperatura pseudo reduzida do gás, fator de compressibilidade (Z), fator volume-formação do gás (BG), fator volume-formação de água (BW), densidade do gás, viscosidade do gás e tensão superficial.

2.1.1 Densidade do gás

A densidade de um gás real é definida como a relação entre a massa específica do gás e a massa específica do ar, medidas nas mesmas condições de pressão e temperatura. Essa propriedade afeta diretamente no escoamento do fluido ao longo do poço, pois a densidade do gás influenciará na sua viscosidade, influenciando assim, no atrito do fluido com as paredes da coluna de perfuração.

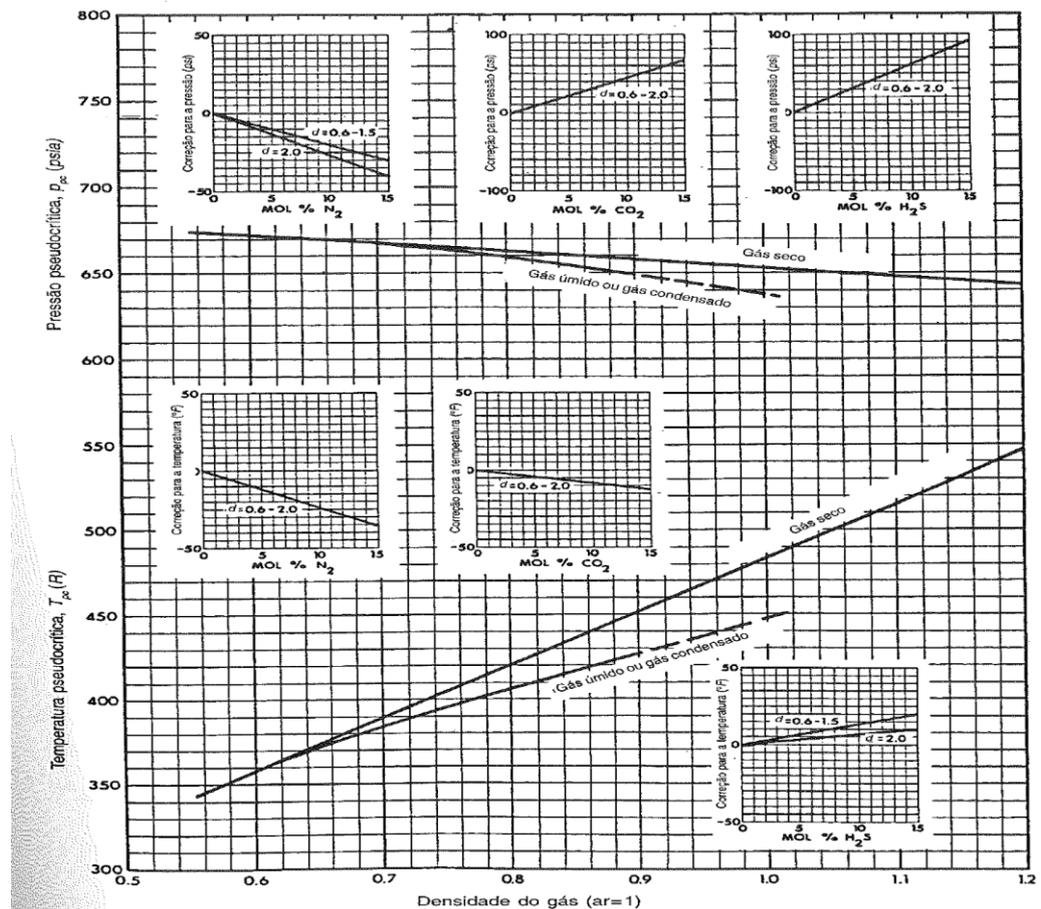
No trabalho a seguir, a densidade do gás varia ao longo do poço, pois com o processo de elevação, ocorrem constantes mudanças de pressão e temperatura, ocasionando na mudança do fator de compressibilidade e conseqüentemente mudando a densidade do gás.

$$d_g = \frac{\rho_g}{\rho_{ar}} \quad (2.1)$$

2.1.2 Propriedades pseudoreduzidas do gás

As coordenadas críticas reais dos gases são de difícil obtenção no caso de misturas, buscando facilitar o estudo da mistura de gases, utiliza-se as propriedades pseudocríticas. As coordenadas pseudocríticas podem ser obtidas facilmente através das correlações obtidas por Brown (1948), tanto para gases secos como para gases úmidos.

Figura 2.1 - Variação das propriedades pseudocríticas com a densidade do gás



FONTE: ROSA, 2006.

O gráfico presente na figura 2.1 representa a variação das propriedades pseudocríticas com a densidade. O gráfico é uma mescla entre o gráfico de Brown (1948), juntamente com as correlações propostas por Carl (1954). No gráfico acima temos a variação das propriedades pseudocríticas, temperatura e pressão, tanto para gases secos quanto para

gases úmidos, de acordo com a densidade e com a presença de não hidrocarbonetos, como nitrogênio, gás carbônico, dióxido de carbono e gás sulfídrico.

As propriedades pseudoreduzidas podem ser definidas facilmente em relação as propriedades pseudocríticas. A pressão pseudoreduzida é definida como a pressão dividida pela pressão pseudocrítica. A temperatura pseudoreduzida segue a mesma forma, sendo definida como a divisão entre a temperatura e temperatura pseudocrítica.

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (2.2)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (2.3)$$

2.1.3 Fator de compressibilidade

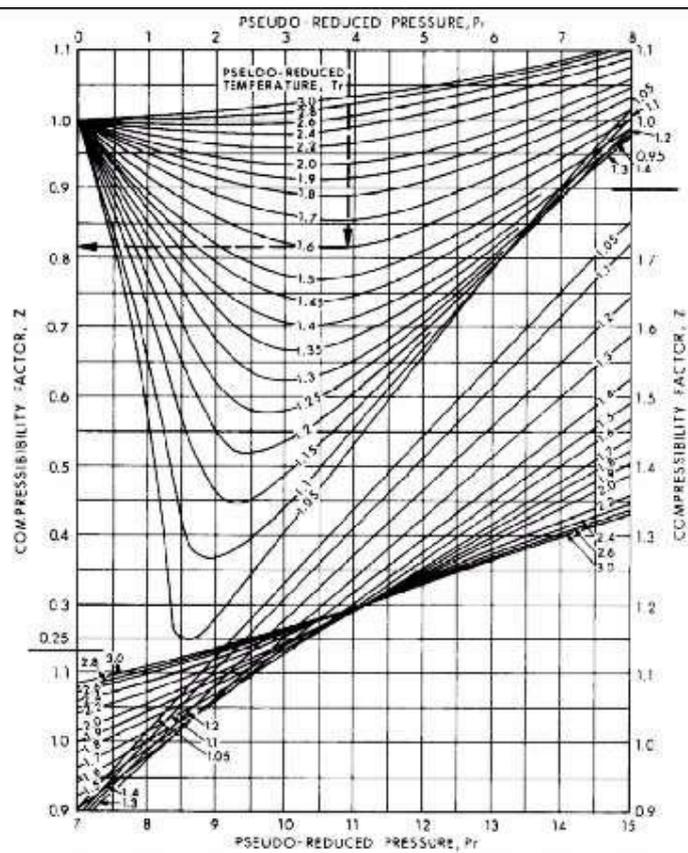
O fator de compressibilidade pode ser definido como um parâmetro que mede a distância da idealidade do gás. Quando trabalhamos com gases ideais, consideramos esse valor igual 1. Portanto, quão mais distante de 1 for o fator de compressibilidade, mais longe da idealidade seu comportamento se apresentará.

Quando consideramos uma mistura homogênea ideal, o fator de compressibilidade pode ser obtido a partir de uma média ponderada entre os fatores de compressibilidade dos outros gases.

$$Z = \sum Z_i Y_i \quad (2.4)$$

Standing&Katz (1942) desenvolveram uma carta que correlaciona o fator de compressibilidade com a pressão e temperatura pseudoreduzida, carta essa que se aplica a maior parte dos gases presentes em reservatórios de petróleo, mesmo os que possuem quantidades de não-hidrocarbonetos.

Figura 2.2 - Fator de compressibilidade, cartas de Standing&Katz



FONTE: ECONOMIDES ET AL, 1993.

2.1.4 Viscosidade do gás

A viscosidade de um fluido é uma medida de sua resistência no fluxo. Várias unidades de medição podem ser empregadas, porém a mais comum é *centipoise*, que tem como símbolo cp. (ROSA, 2006)

A viscosidade de um gás é uma função da pressão e da temperatura.

$$\mu = f(P, T) \quad (2.5)$$

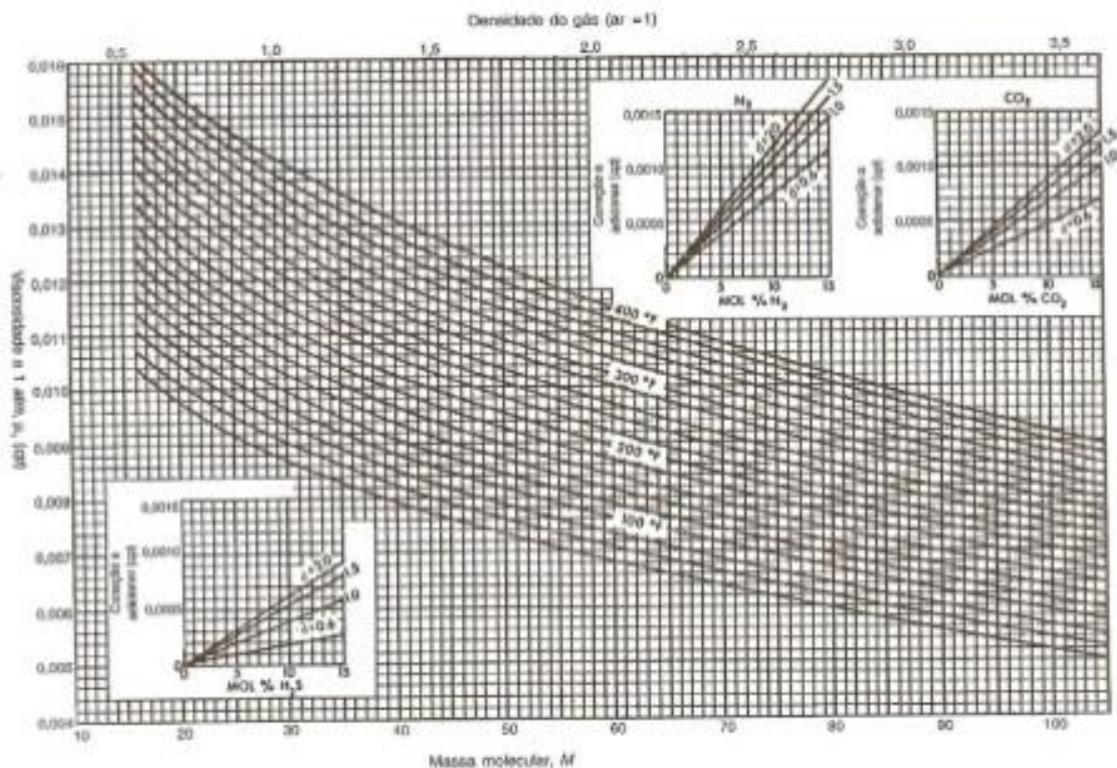
Quando à baixas pressões, onde o comportamento do gás se aproxima da idealidade, sua viscosidade tem uma variação crescente com a temperatura. Em médias e altas pressões, condições que se encontram os reservatórios de petróleo, a viscosidade do gás cresce com a pressão e decresce com a temperatura. Para uma mistura de gases ideais, calculamos sua viscosidade como uma média ponderada entre as viscosidades dos gases.

$$\mu_g = y_i \mu_i \quad (2.6)$$

A viscosidade do gás natural, considerando além das misturas de hidrocarbonetos, a presença de não-hidrocarbonetos, pode ser obtido utilizando correlações, gráficos e tabelas presentes na literatura.

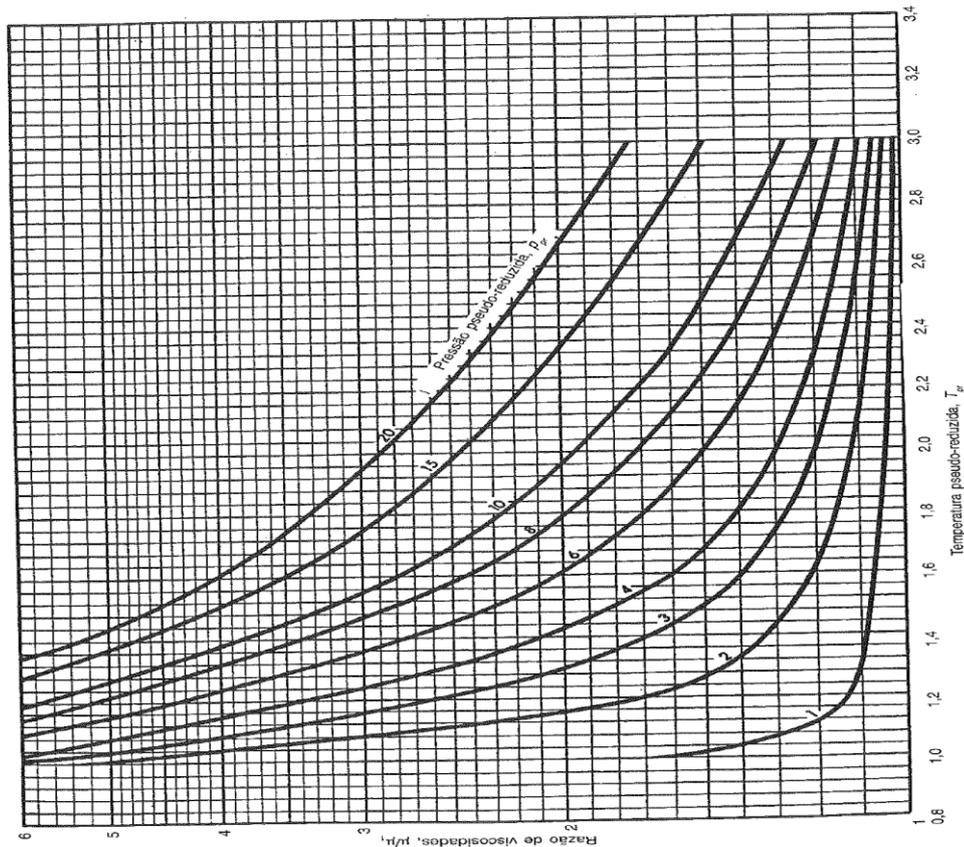
Carr, Kobayashi e Burrows (1954), desenvolveram um método gráfico de estimativa da viscosidade. O método é dividido em duas etapas, primeiro, estimasse a viscosidade da mistura à uma pressão de 1atm, em função de sua densidade, de sua massa molar e da influência dos não-hidrocarbonetos presentes na mistura, como mostra a figura 2.3. Após obtida a viscosidade a 1atm, estimasse uma relação entre a viscosidade na pressão desejada e a viscosidade a 1atm, através de um gráfico que mostra seu comportamento com a pressão e a temperatura pseudoreduzidas, como é mostrado no gráfico da figura 2.4.

Figura 2.3 - Estimativa da viscosidade a 1atm.



FONTE: ROSA, 2006.

Figura 2.4 - Razão de viscosidade com as propriedades pseudoreduzidas.



FONTE: ECONOMIDES ET AL, 1993.

2.1.5 Fator volume-formação de gás

O fator volume-formação do gás relaciona o volume que ele ocupa nas condições de reservatório sobre o volume que ele ocuparia nas condições padrão de pressão e temperatura. A ANP (Agência Nacional do Petróleo) define como padrão 1atm de pressão e 20 graus célsius de temperatura.

$$B_g = \frac{V}{V_o} \quad (2.7)$$

Se aplicarmos a lei geral dos gases na equação (2.7) e desenvolvermos, podemos encontrar uma fórmula que relaciona o fator volume-formação do gás com a pressão e temperatura no qual ele se encontra.

$$B_g = \frac{ZTP_o}{PT_o} \quad (2.8)$$

Em um escoamento multifásico, onde óleo e gases escoam em fases diferentes, podemos considerar o fluido como Black Oil e utilizar a seguinte correlação para definir o fator volume-formação de gás ao longo do poço.

$$B_g = 0.282 \frac{ZT}{P} \quad (2.9)$$

2.1.6 Densidade do óleo

A densidade de uma mistura líquida pode ser definida como a massa específica da mistura sobre a massa específica da água, ambas medidas nas mesmas condições de pressão e temperatura.

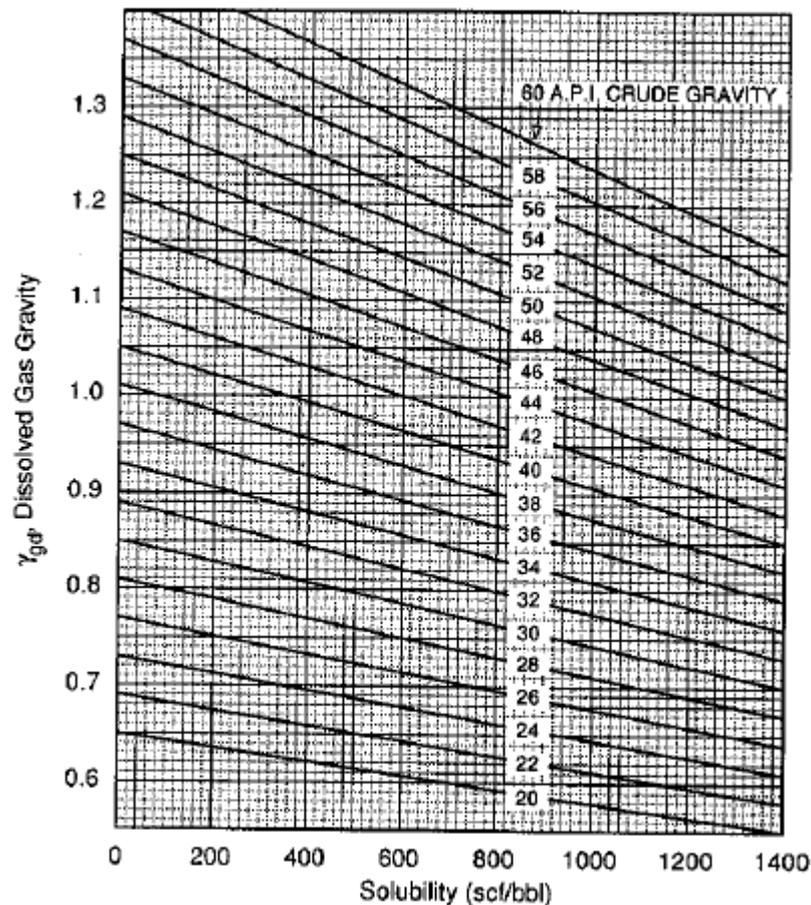
$$d_o = \frac{\rho_o}{\rho_{H2O}} \quad (2.10)$$

A densidade na indústria do petróleo é normalmente definida em graus API (American Petroleum Institute), que também relaciona a densidade do óleo com a densidade de água, considerada 10 em graus API.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d_{60/60^{\circ}F}} - 131,5 \quad (2.11)$$

Durante a elevação de petróleo, o fluido é submetido a uma grande variação de pressão, o que ocasiona uma variação da sua densidade ao longo do poço. Se consideramos um poço abaixo da pressão de bolha, podemos utilizar a correlação de Katz (1959), que pode ser expressa através do diagrama abaixo.

Figura 2.5 - Diagrama de variação da densidade



FONTE: ECONOMIDES ET AL, 1993.

O diagrama da figura 2.5 mostra a variação da densidade, em graus API, relacionando-a com a densidade do gás dissolvido no óleo e razão de solubilidade do gás no óleo. Ambas características variáveis ao longo da elevação do petróleo.

2.1.7 Viscosidade do óleo

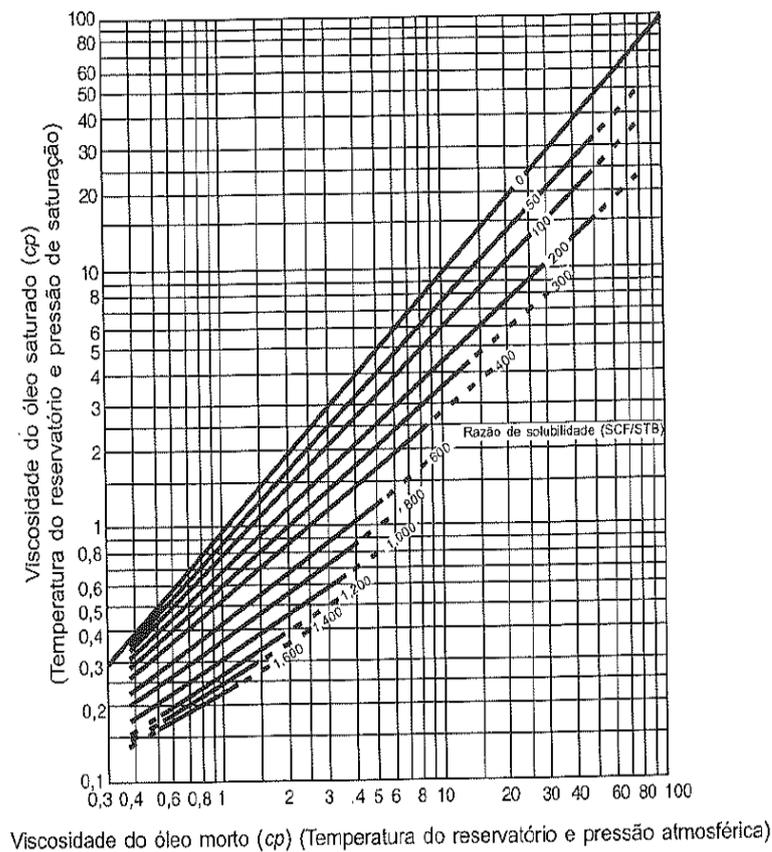
Como nos gases, a viscosidade de um líquido é influenciada pela pressão e pela temperatura na qual o mesmo se encontra. Porém, seu comportamento é oposto ao dos gases, onde a viscosidade aumenta com a pressão e diminui com a temperatura. Outro fator muito importante quando se trata de hidrocarbonetos líquidos é a quantidade de gás dissolvido no óleo, pois quanto maior essa quantidade, a viscosidade do líquido diminui. A composição da mistura de líquidos também é um dos fatores de maior influência da viscosidade, que se considerada uma mistura ideal, pode ser expressa como uma média ponderada da viscosidade de cada líquido contido na mistura.

$$\mu = \sum \mu_i y_i \quad (2.12)$$

O óleo está submetido a condições de pressão e temperatura do reservatório no qual ele se encontra e não se comporta como uma mistura ideal, por isso é necessário usar correlações que estimem o real comportamento do mesmo nas condições de reservatório.

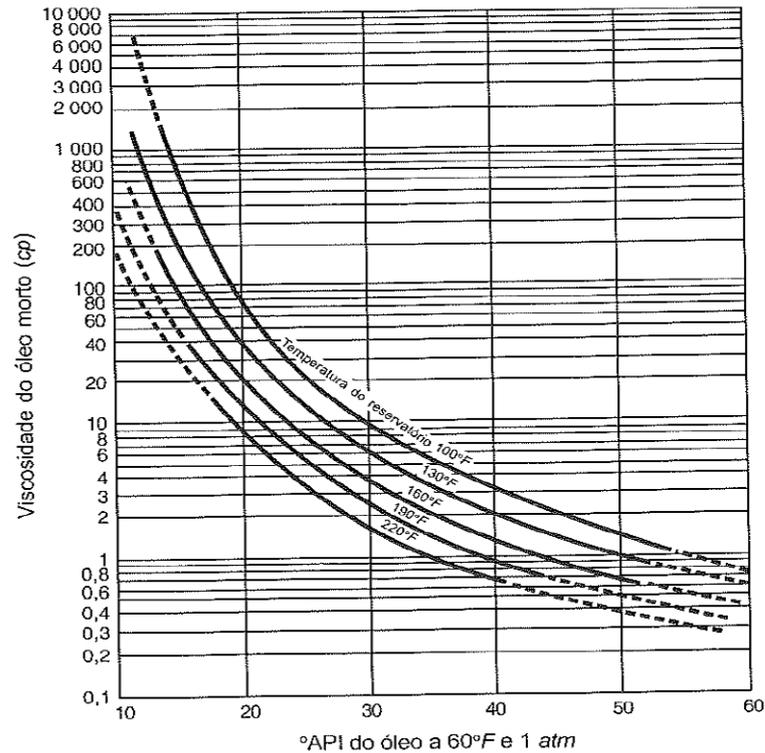
Chew&Conally (1959), desenvolveram uma correlação que estima a viscosidade do óleo nas condições de reservatório. O diagrama relaciona a viscosidade do óleo com a razão de solubilidade e a viscosidade do óleo morto submetido as condições de temperatura e pressão do reservatório. O óleo morto é o óleo nas condições de tanque da superfície, ou seja, quando todo o gás que estava dissolvido tenha sido liberado. A viscosidade do óleo morto pode ser estimada através da correlação de Beal (1946).

Figura 2.6 - Diagrama da viscosidade do óleo saturado



FONTE: ROSA, 2006.

Figura 2.7 - Diagrama da viscosidade do óleo morto



FONTE: ROSA, 2006.

2.1.8 Fator volume-formação de óleo

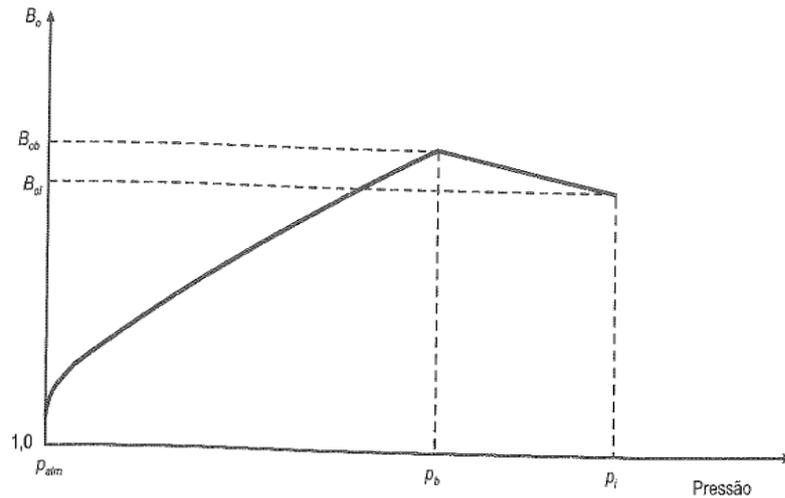
A mistura líquida nas condições de reservatório é na verdade óleo com uma certa quantidade de gás dissolvido. Estudando-se uma certa quantidade de uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra no estado líquido nas condições de reservatório, verifica-se que ao ser levada para as condições de superfície uma parte dela permanecerá no estado líquido, recebendo o nome de óleo, e a outra parte se vaporizará, recebendo o nome de gás natural. (ROSA, 2006)

Com a existência dessa diferença entre volume de óleo nas condições de superfície e condições de reservatório, fez-se necessário o estudo de uma propriedade que relacione ambos os volumes. Logo, fator volume-formação de óleo (B_o), pode ser definido como a relação entre o volume de óleo nas condições de reservatório pelo volume de óleo nas condições standard.

É importante destacar que acima da pressão de bolha, todo o gás está dissolvido no óleo, logo, durante a elevação ocorre um decréscimo de pressão, fazendo com que o B_o aumente até que a pressão se iguale à pressão de bolha, pois haverá uma expansão de líquido sem que haja liberação do gás. Em pontos a partir do ponto de bolha, o B_o irá diminuir com a

diminuição da pressão, pois apesar da expansão do volume de líquido, o gás começará a ser liberado, diminuindo assim o volume da mistura líquida. A figura 2.8 ilustra esse comportamento.

Figura 2.8 - Comportamento do Bo com a pressão



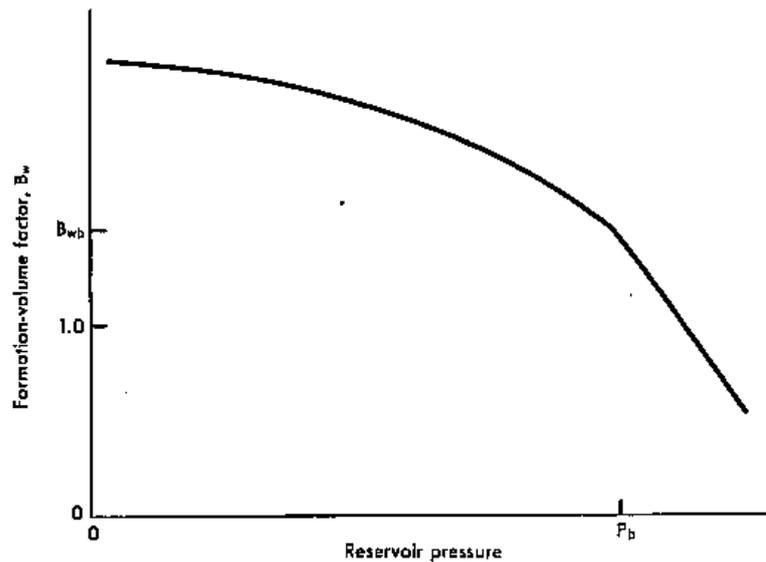
FONTE: MCCAIN, 1990.

2.1.9 Fator volume-formação de água

O fator volume-formação da água (B_w), de modo similar ao B_o , relaciona o volume de água nas condições de reservatório com o volume de água nas condições de superfície. Porém, o comportamento que essa propriedade apresenta durante a elevação do petróleo é bastante diferente.

A quantidade de gás dissolvido no óleo que era liberado durante a redução da pressão era o fator dominante no comportamento do B_o com a pressão. Na água, esse comportamento não se repete, devido as baixas quantidades de gás dissolvido na água, logo, na água, a condição dominante será a expansão da água com a diminuição da pressão, fazendo com o B_w aumente mesmo em pontos abaixo do ponto de bolha, como mostra o gráfico a seguir.

Figura 2.9 - Comportamento do B_w com a pressão.



FONTE: MCCAIN, 1990.

2.1.10 Razão de solubilidade

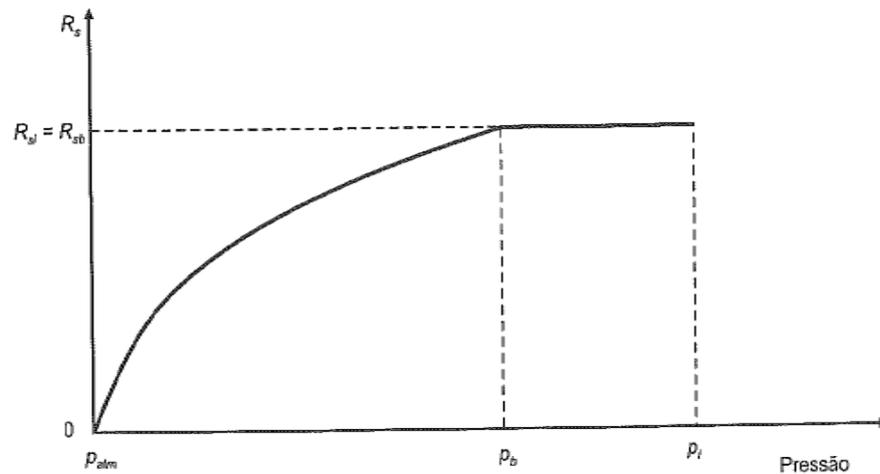
Razão de solubilidade (R_s) pode ser definida como a razão entre o volume de gás dissolvido no óleo nas condições de reservatório, expresso em condições padrão, pelo volume de óleo nas condições de superfície.

$$R_s = \frac{\text{Volume de gás dissolvido (Condições padrão)}}{\text{Volume de óleo no tanque (Condições padrão)}} \quad (2.13)$$

A razão de solubilidade possui uma relação direta com o fator volume-formação do óleo. Pois como comentado anteriormente, o gás liberado do óleo durante a elevação é o fator dominante no comportamento do B_o ao longo da elevação do petróleo.

Se um reservatório com pressão acima do ponto de bolha e a elevação do petróleo se iniciar a partir desse ponto, a razão de solubilidade em nada se modificará até que a pressão de bolha seja atingida, pois em pontos acima da pressão de bolha, todo o gás estará dissolvido no óleo, não havendo liberação do mesmo antes do ponto de bolha. A partir do ponto de bolha, o gás começará a ser liberado, havendo assim um decréscimo da razão de solubilidade com o decréscimo da pressão, pois o volume de gás dissolvido no óleo diminuirá.

Figura 2.10 - Comportamento do R_s com a pressão



FONTE: MCCAIN, 1990.

2.1.11 Razão gás-óleo

Razão gás-óleo pode ser definida como o volume de gás produzido nas condições padrão sobre o volume de óleo produzido nas condições padrão. Razão gás óleo é um valor de campo, obtido na superfície quando o fluido produzido chega a superfície.

$$RGO = \frac{\text{Volume de gás produzido (Condições padrão)}}{\text{Volume de óleo produzido (Condições padrão)}} \quad (2.14)$$

Quando o reservatório se encontra acima do ponto de bolha, a razão gás-óleo é igual a razão de solubilidade, pois todo o gás está dissolvido no óleo. A partir do ponto de bolha, o gás começa a ser liberado, diminuindo assim a razão de solubilidade, porém a razão gás-óleo aumenta, pois, o gás passa a ser liberado do óleo, aumentando assim, sua produção na superfície.

2.1.12 Razão água-óleo

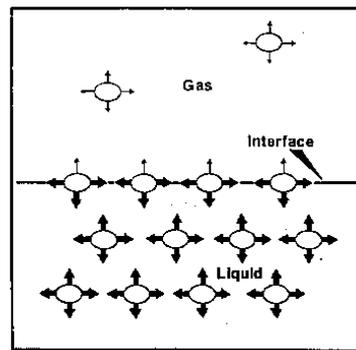
Similarmente a razão gás-óleo, a razão água-óleo represente uma relação entre o volume de água produzido nas condições de superfície sobre o volume de óleo produzido nas condições de superfície.

2.1.13 Tensão superficial

Existem várias forças moleculares na interface entre duas fases. Essas forças são causadas pela atração física entre as moléculas. Esse conjunto de forças é denominado tensão superficial (McCAIN, 1990)

As moléculas do líquido são uniformemente atraídas pelas moléculas em sua volta, fazendo com que assim, haja um equilíbrio na fase líquida. Porém na interface entre as fases, devido a maior distância entre as moléculas na fase gasosa, a força por parte da fase líquida é maior que na fase gasosa, “desequilibrando” o sistema e causando uma força resultante, denominada tensão superficial. A tensão superficial é medida em Dynas.

Figura 2.11 - Ilustração das forças intermoleculares na interface



FONTE: MCAIN, 1990.

A tensão superficial pode ser avaliada como a força que resiste ao estiramento, ou seja, quanto maior a tensão superficial entre as fases, mais força deverá ser aplicada para que o líquido escoe.

Com a elevação do petróleo e a conseqüente diminuição da pressão, a tensão superficial é diretamente afetada por essa diminuição. O efeito da diminuição da pressão é muito maior nas moléculas de gás que nas moléculas de líquido, logo com a diminuição da pressão, a tensão entre a interface fases aumenta, dificultando o escoamento ao longo do poço de petróleo.

2.2 Escoamento multifásico

Na indústria tecnológica de um modo geral e mais especificamente na indústria do petróleo e gás, comumente depara-se com escoamentos multifásicos. Na indústria do petróleo, por exemplo, é bem mais comum nos depararmos com esse tipo de escoamento que com escoamento monofásico, visto a grande presença de óleo, água e gás nos reservatórios de petróleo.

Um sistema multifásico pode ser definido como uma região no espaço aonde dois ou mais fluidos imiscíveis coexistem separados por uma interface. A interface pode ser conexa, desconexa ou uma combinação de ambos os casos.

Na indústria do petróleo, os fluidos mais comuns são óleo, água e gás, portanto, temos comumente um escoamento bifásico (líquido e gás) ocorrendo nos processos dessa indústria. A compreensão desse tipo de escoamento é mais complexa quando comparada com o escoamento monofásico, visto a influência de alguns fenômenos decorrentes da presença de mais de uma fase, como o deslizamento entre as fases, mudança no padrão de escoamento e a transferência de massa entre as fases. É também um fator preponderante a dificuldade que existe em prever qual influência a interação dessas fases terá no escoamento.

Com todas as complexidades que envolvem um sistema de elevação e produção do petróleo, faz-se necessário compreender a influência que o sistema multifásico terá no escoamento. Esse entendimento é de vital importância em busca da otimização do sistema de produção.

Na indústria petrolífera, os escoamentos multifásicos ocorrem em consequência da redução de pressão e temperatura, fazendo com que o gás antes dissolvido no óleo, dependendo da composição química do petróleo, seja liberado e venha a ser produzido junto com o óleo e água proveniente da formação (MUKHERJEE; BRILL, 1999).

A definição de fase quando relacionada ao escoamento multifásico difere um pouco quanto a definição de fase do estado termodinâmico, visto que mesmo dois fluidos em mesmo estado termodinâmico, apresentarão interação entre si, formando uma interface quando imiscíveis. Portanto, são considerados quatro tipos mais importantes de interação entre fases. São elas:

- Interação líquido-líquido
- Interação líquido-sólido
- Interação líquido-gás
- Interação gás-sólido

Na indústria do petróleo, os quatro tipos de escoamento são estudados e ocorrem com frequência, a interação líquido-líquido, por exemplo, ocorre com frequência na elevação do petróleo, visto o escoamento de água e óleo, duas fases imiscíveis, criando assim uma interface entre elas. A interação líquido-sólido e a interação gás-sólido ocorrem principalmente no fluxo nos reservatórios, dada a interação de óleo e gás com as rochas do mesmo. A interação líquido-gás é a mais comum e a mais importante do nosso estudo, pois além de relacionar os dois fluidos de maior abundância na indústria do petróleo, relaciona dois fluidos com potencial econômico, de fases diferentes e que mais influenciam assim, na elevação do petróleo.

O método de cálculo utilizado para simular a elevação utilizado no presente trabalho, o método de Beggs and Brill, é baseado em um sistema com escoamento multifásico, portanto, faz se necessário, não só a compreensão do escoamento multifásico de uma forma teórica e geral, mas também de todas as variáveis e parâmetros ligados a esse estudo, visto que os mesmos, serão aplicados diretamente no método de simulação a ser utilizado.

O trabalho tem como objetivo simular a elevação do petróleo ao longo do poço, é utilizado os índices l e g , para identificar as fases líquidas e gasosas respectivamente, o índice w , para a água e o índice o , para o óleo. As propriedades relacionadas ao escoamento multifásico serão separadas em vazões, frações e velocidades.

2.2.1 Vazões volumétricas

As vazões volumétricas nas condições de reservatório podem ser estimadas da seguinte forma:

$$Q_o = Q_l^{STD} (1 - \alpha_w) B_o \quad (2.15)$$

$$Q_w = Q_l^{STD} \alpha_w B_w \quad (2.16)$$

$$Q_g = Q_l^{STD} B_g RGL \quad (2.17)$$

$$Q_l = Q_o + Q_w \quad (2.18)$$

Nas fórmulas acima, Q representa a vazão de cada índice relacionado. O subscrito STD refere-se as condições padrão de pressão e temperatura. α_w representa a fração de água na mistura. Bo, Bw e Bg, os fatores volume-formação de óleo, água e gás, respectivamente. RGL representa a razão entre as fases gasosa e líquido no escoamento. As frações de água e óleo também podem ser obtidas através das vazões, pelas seguintes fórmulas:

$$\alpha_o = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w} \quad (2.19)$$

$$\alpha_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \quad (2.20)$$

2.2.2 Frações das fases

2.2.2.1 Fração do volume de líquido (Liquid Holdup)

O *Liquid Holdup* representa o volume que a fase líquida ocupa em um determinado espaço do duto em que ocorre o escoamento, é uma fração de um determinado volume, variando assim de 0 até 1. Para um escoamento bifásico líquido-gás, se o *liquid holdup* igual a zero, só há fluxo de gás no duto, enquanto que se o *liquido holdup* igual a um, só a fluxo de líquido no duto. É equacionado da seguinte forma:

$$y_l = \frac{V_l}{V_t} = \frac{V_l}{V_l + V_g} \quad (2.21)$$

2.2.2.2 Fração do volume de vazios (Gas Holdup)

O *Gas Holdup* tem sua definição análoga a definição dada ao *Liquid Holdup*, sendo equacionado da seguinte forma:

$$y_g = \frac{V_g}{V_t} = \frac{V_g}{V_l + V_g} \quad (2.22)$$

2.2.2.2 Fração volumétrica

Essa fração se diferencia das anteriores, pois relaciona as quantidades produzidas de cada fase em relação a total e não mais os volumes em uma determinada faixa do escoamento. Temos os equacionamentos para líquido e gás dados das seguintes formas:

$$\lambda_l = \frac{Q_l}{Q_t} = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g} \quad (2.23)$$

$$\lambda_g = \frac{Q_g}{Q_t} = \frac{Q_g}{Q_l + Q_g} \quad (2.24)$$

No escoamento bifásico, como o estudado no presente trabalho, o somatório das frações volumétricas de gás e líquido é igual a um.

No escoamento bifásico, as propriedades de líquidos e gases são bastante diferente, como por exemplo, sua viscosidade, o que resulta em uma grande diferença por parte do escoamento de cada fluido, ou seja, as velocidades de escoamento do líquido e do gás são bastante diferentes. Essa condição é chamada de *deslizamento* ou *escorregamento* entre as fases, e influencia diretamente no estudo no fluxo bifásico no qual estamos estudando.

2.2.3 Velocidades relacionadas ao escoamento

Outros parâmetros do escoamento de extrema importância para a elevação do petróleo e sua análise são as velocidades em suas diferentes modalidades, são divididas em velocidade superficial das fases, velocidade superficial da mistura e velocidade física.

A velocidade superficial das fases está representada pela vazão dividida pela área do tubo, como se aqui, cada fase estivesse escoando sozinha em toda a seção do duto. Esse parâmetro portanto, não representa a velocidade real do escoamento de cada fase, porém, em alguns métodos de estimativa dos padrões de escoamento, que será abordado mais a frente, esse parâmetro é utilizado e considerado.

Assim, podemos definir as velocidades superficiais de cada fase como:

$$u_{sl} = \frac{Q_l}{A_t} \quad (2.25)$$

$$u_{sg} = \frac{Q_g}{A_t} \quad (2.26)$$

Outro parâmetro definido é a velocidade superficial da mistura, que representa a vazão da mistura dividida pela área total, podendo ser equacionada da seguinte forma:

$$u_m = u_{sl} + u_{sg} = u = \frac{Q_l + Q_g}{A_t} \quad (2.27)$$

A última velocidade de definida nessa sessão é a velocidade física, que é corresponde a velocidade real que cada fase percorre no escoamento. Essa velocidade leva em consideração as condições de escorregamento, devido as diferenças de velocidade entre as fases, relacionando as velocidades superficiais com os *holdups* de cada fase, podendo ser expressa do seguinte modo:

$$v_l = \frac{\mu_{sl}}{y_l} \quad (2.28)$$

$$v_g = \frac{\mu_{sg}}{y_g} \quad (2.29)$$

2.3 Padrões de escoamento

Padrões de escoamento estão relacionados com a configuração espacial que as fases assumem durante o movimento ascendente do escoamento vertical, onde suas propriedades podem variar tanto em um eixo axial quanto em um eixo radial. Os principais fatores que afetam o padrão de escoamento são as vazões de escoamento, pressão de fluxo em fundo, propriedades dos fluidos e o diâmetro da tubulação.

Cada padrão de escoamento possui características peculiares, onde os fluidos e suas interações se comportam de formas diferentes, portanto, essa compreensão é de vital importância para um projeto bem feito dos escoamentos que ocorrem na indústria do petróleo.

A indústria do petróleo apesar de possuir altos lucros, possui também altos custos, devido ao grande investimento feito na extração do petróleo. Boa parte desses investimentos está relacionado o maquinário sofisticado empregado nessas empreitadas, bombas,

tubulações, rizers, aquecedores, etc., portanto, se faz necessária a compreensão dos comportamentos dos fluidos, buscando otimizar a utilização de tais equipamentos, buscando melhorar os projetos ligados aos escoamentos multifásicos que ocorrem na indústria do petróleo.

De acordo com Economides *et al* (1994) quatro tipos de padrões de fluxo são qualificados em um escoamento ascendente vertical.

- Escoamento em Bolhas (Bubbly flow)
- Escoamento pistonado (Slug flow)
- Escoamento agitante (Churn flow)
- Escoamento anular (Annular flow)

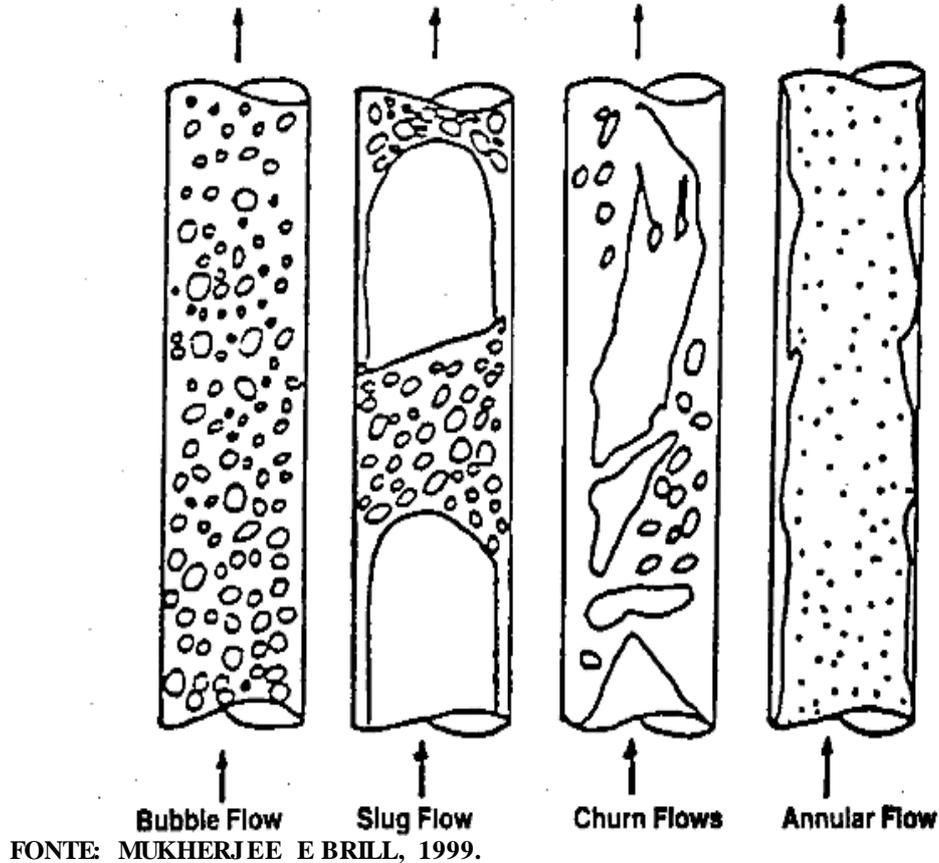
O escoamento em bolhas é caracterizado pela fase gasosa distribuída na fase líquida em forma de bolhas. As bolhas apresentam variação no seu diâmetro, no seu formato e na velocidade com que se movimentam, causando uma pequena influência no gradiente de pressão. As vazões de líquido e gás são baixas, devido a pequena pressão necessária para produzir com esse tipo de escoamento.

O escoamento pistonado, também conhecido como escoamento por golfadas, caracteriza-se por uma maior quantidade de gás quando comparado ao escoamento em bolhas. Com o aumento da quantidade de gás no escoamento, as bolhas que eram menores tentam se aglutinar, formando bolhas maiores, com diâmetro próximo ao do tubo. Tanto as vazões de líquido e gás quanto o gradiente de pressão são maiores em relação ao escoamento em bolhas.

O escoamento agitante ou escoamento de transição, caracteriza-se quando o escoamento pistonado se torna instável, fazendo com que as grandes bolhas se desfaçam, gerando um escoamento caótico na região central do tudo. Nesse escoamento, o gás é predominante, embora o líquido apareça de forma considerável, nesse escoamento, a vazão de líquido é próxima a do escoamento pistonado, enquanto que a vazão de gás é maior quando comparada com o mesmo. Ambas as fases possuem influência relevante na queda de pressão ao longo do escoamento.

O escoamento anular têm como característica a fase gasosa contínua e predominante no centro do tudo, fazendo com que o líquido escoe pelas paredes. Nesse padrão, o gás possui maior influência no gradiente de pressão, sendo bastante comum em poços que possuem uma alta razão gás-óleo.

Figura 2.12 - Modelos de escoamento bifásico em uma coluna de produção.



Os padrões de escoamento podem ser caracterizados visualmente como ilustrado na Figura 2.12, porém, nem sempre é possível observar o escoamento visualmente, como por exemplo no caso estudado, onde o fluxo mais relevante ocorre na coluna de produção de petróleo, onde a visualização não se faz possível.

Alguns autores elaboraram cartas com o objetivo de estimar o padrão de escoamento como relação das propriedades do próprio escoamento. Taitel e Dukler (1980), elaboraram um mapa de caracterização de escoamentos bifásicos em escoamentos líquido-gás, onde os padrões de escoamento variam como uma função das velocidades superficiais de líquido e gás.

Conforme Taitel *et al.* (1980) para quaisquer dimensões de dutos e conjunto de propriedades de fluidos dados, essas coordenadas irão mapear as transições, mas não há nenhuma razão para acreditar que as localizações dessas curvas não serão modificadas com a alteração dessas variáveis.

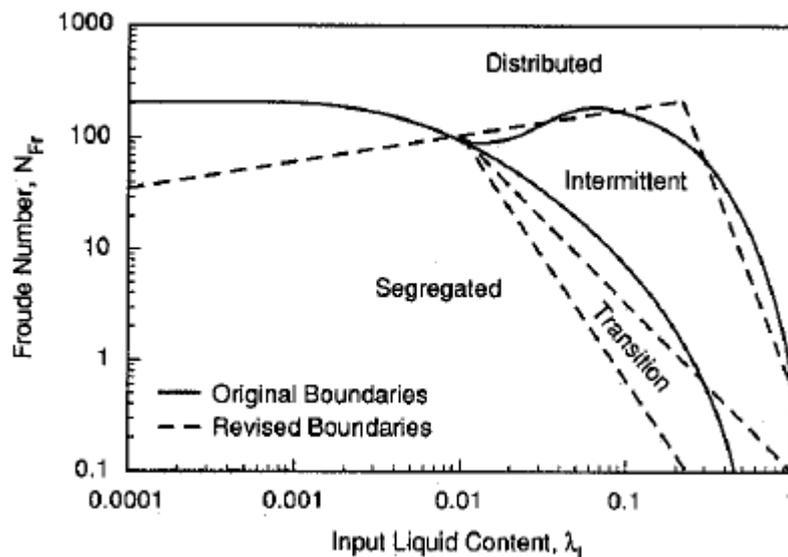
O método é baseado no caso de um escoamento horizontal, assim, correlações são aplicadas de modo que simulem o comportamento do fluido considerando a inclinação do poço. Logo, os regimes de escoamento utilizados para simular o método de cálculo, são para fluxos horizontais, sendo eles os seguintes:

- Regime segregado (Segregated flow)
- Regime de transição (Transition flow)
- Regime intermitente (Intermittent flow)
- Regime distribuído (Distributed flow)

O regime de escoamento não afeta tanto a queda de pressão em fluxos horizontais quanto em fluxos verticais, devido a não existência da contribuição da energia potencial. No entanto, o regime é considerado em algumas correlações para a estimativa de pressão e pode afetar nas condições de operação (ECONOMIDES et al, 1994).

O regime segregado é caracterizado pela separação entre as duas fases, o regime intermitente consiste na alternância entre as fases, enquanto no regime distribuído uma fase está dissolvida na outra. Ainda se considera o regime de transição, sendo essa uma fase transitória entre os regimes segregado e intermitente.

Figura 2.14 - Mapa para regimes de escoamento em fluxo horizontal



FONTE: BEGGS E BRILL, 1973

O mapa presente na figura acima, nos mostra uma forma de caracterizar o regime de escoamento horizontal presente utilizando a fração volumétrica de líquido e número de Froude (N_{FR}).

O método de Beggs e Brill divide o poço em uma única sessão, considerando, portanto, as propriedades no ponto média do poço, inclusive obtendo como resultado final, uma queda de pressão média ao longo do poço, o que nos fornece uma aproximação razoável.

O primeiro passo do método consiste em definir o regime de escoamento no qual o fluxo se encontra, para tal, são definidos e calculados quatro parâmetros.

$$N_{FR} = \frac{\mu_m^2}{gD} \quad (2.30)$$

$$\lambda_l = \frac{\mu_{sl}}{\mu_m} \quad (2.31)$$

$$L_1 = 316\lambda_l^{0.302} \quad (2.32)$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_l^{-2.4684} \quad (2.33)$$

$$L_3 = 0.10\lambda_l^{-1.4516} \quad (2.34)$$

$$L_4 = 0.5\lambda_l^{-6.738} \quad (2.35)$$

Com os parâmetros acima, se pode definir o regime de escoamento, dadas as condições, estabelecidas pelas correlações de Beggs and Brill, da seguinte forma:

Regime segregado:

$$\lambda_l < 0.001 \text{ e } N_{FR} < L_1 \text{ ou } \lambda_l > 0.001 \text{ e } N_{FR} < L_2 \quad (2.36)$$

Regime de transição:

$$\lambda_l > 0.001 \text{ e } L_2 < N_{FR} \leq L_3 \quad (2.37)$$

Regime intermitente:

$$0.001 < \lambda_l \leq 0.4 \text{ e } L_3 < N_{FR} \leq L_1 \text{ ou } \lambda_l \geq 0.4 \text{ e } L_3 < N_{FR} \leq L_4 \quad (2.38)$$

Regime distribuído:

$$\lambda_l < 0.4 \text{ e } N_{FR} \geq L_1 \text{ ou } \lambda_l \geq 0.4 \text{ e } N_{FR} > L_4 \quad (2.39)$$

A definição do regime de escoamento é importante, pois cada regime possui constantes específicas que são utilizadas no cálculo de parâmetros do escoamento, como por exemplo, o *holdup* de líquido, a densidade média do fluido, todos importantes para o cálculo da perda de carga. As constantes específicas a cada regime estão dispostas na tabela abaixo.

Tabela 2.1 - Constantes de holdup de Beggs and Brill

Beggs and Brill holdup constants				
Flow regime	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	
Segregated	0.98	0.4846	0.0868	
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173	
Distributed	1.065	0.5824	0.0609	
	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>g</i>
Segregated uphill	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermittent uphill	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distributed uphill	No correction, $C = 0, \psi = 1$			
All regimes downhill	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

FONTE: ECONOMIDES, 1994

Após determinar os regimes de escoamento, aplica-se os valores das constantes relativos a cada padrão e utiliza-los em busca dos valores de *holdup* de líquido e da densidade média, como exposto a seguir:

$$y_l = y_{lo} \cdot \psi \quad (2.40)$$

$$y_{lo} = \frac{\lambda_l^b a}{N_{FR}^c} \quad (2.41)$$

$$\psi = 1 + C[\sin(1.8\theta) - 0.333 \sin^3(1.8\theta)] \quad (2.41)$$

$$C = (1 - \lambda_l) \ln(d \lambda_l^e N_{vl}^f N_{FR}^g) \quad (2.42)$$

Com os parâmetros calculados acima, podemos encontrar a densidade média fluido, nas condições de reservatório, ou seja, nas condições do escoamento, da seguinte forma:

$$\rho^* = \rho_l y_l + \rho_g y_g \quad (2.43)$$

Com os valores trabalhados acima, é possível encontrar a queda de pressão relativa a energia potencial pela seguinte equação.

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{PE} = \frac{g}{g_c} \rho^* \sin \theta \quad (2.44)$$

Como foi citado anteriormente, a queda de pressão total do sistema é dividida em três formas, sendo elas relacionada a energia potencial, ao atrito e a energia cinética do sistema. Podemos equacionar os três termos através da seguinte equação:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{(dp/dz)_{PE}}{1-E_k} + \frac{(dp/dz)_F}{1-E_k} \quad (2.45)$$

Onde

$$E_k = \frac{u_m u_{sg} \rho_m}{g_c p} \quad (2.46)$$

O termo E_k é relacionado a contribuição da energia cinética ao sistema, sendo esse termo muitas vezes desconsiderado, pois é muito pequeno quando comparado aos termos de energia potencial e de fricção.

Para encontrar a perda de carga relativa a fricção, são necessárias a densidade da mistura e o fator de fricção para um escoamento bifásico. Podemos encontrar esses parâmetros seguindo os seguintes passos:

$$\rho_m = \rho_l \lambda_l + \rho_g y_l \quad (2.47)$$

$$f_{TP} = f_n e^S \quad (2.48)$$

O cálculo da perda de carga relativa ao fator de fricção é feito com o parâmetro f_{TP} , relativo ao fator de fricção “two phase”, ou seja, o fator de fricção relativo ao escoamento bifásico de líquido e gás. Esse parâmetro depende, no entanto, do fator de fricção f_n , sem escorregamento, obtido do diagrama de Moody, para uma relação de viscosidade sobre diâmetro $\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)=0$.

O número de Reynolds é calculado com a seguinte fórmula:

$$N_{RE_m} = \frac{\rho_m u_m D}{\mu_m} \quad (2.49)$$

Onde,

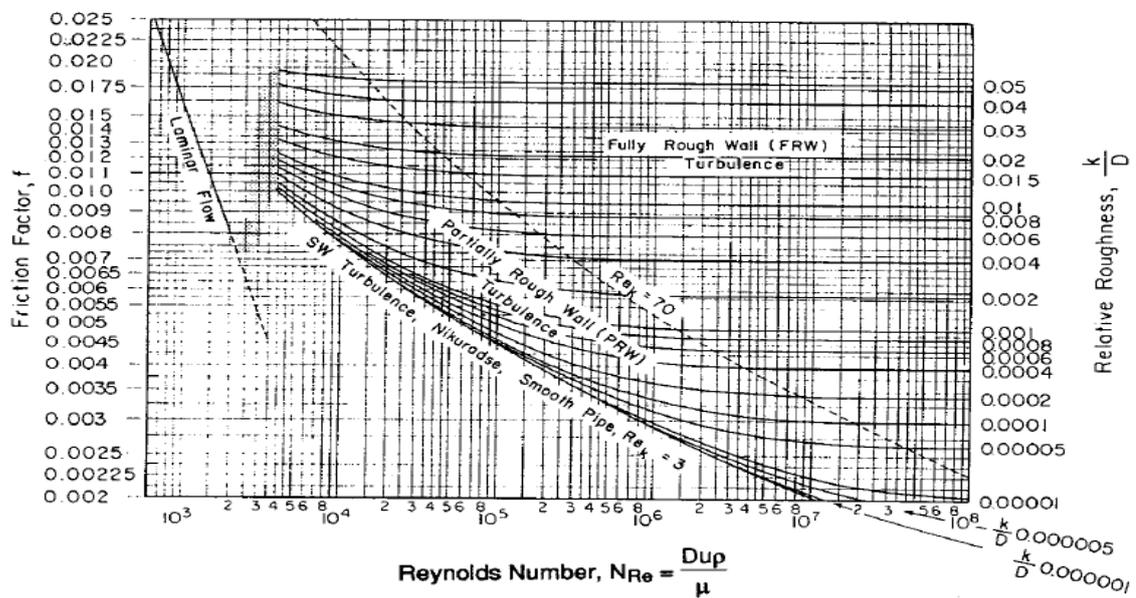
$$S = \frac{[\ln(x)]}{\{-0.0523 + 3.182 \ln(x) - 0.8725 [\ln(x)]^2 + 0.01853 [\ln(x)]^4\}} \quad (2.50)$$

$$x = \frac{\lambda_l}{\gamma_l^2} \quad (2.51)$$

Com os parâmetros listados e equacionados anteriormente, é possível calcular a perda de carga relacionada a fricção, através da seguinte equação:

$$\frac{dp}{dz_F} = \frac{f_{TF} \sigma_m u_m^2}{g_c D} \quad (2.52)$$

Figura 2.15 - Diagrama de Moody



FONTE: ECONOMIDES, 1999.

3 DESENSOLVIMENTO DO SIMULADOR

3.1 Hipóteses iniciais

Buscando viabilizar a simulação, algumas considerações físicas se fizeram necessárias, são elas:

- Produção de água negligenciada
- Escoamento bifásico de óleo e gás
- Escoamento permanente e fluido newtoniano
- Gradiente geotérmico de temperatura
- Pressão abaixo do ponto de bolha em todos os pontos
- Área de sessão do poço constante

Em um poço de petróleo, é extremamente comum a produção de água juntamente com óleo e gás, fato impactante tanto nos efeitos de perda de carga do poço quanto nas propriedades dos fluidos, porém, nesse simulador esse efeito é desconsiderado, ou seja, a tensão superficial água-óleo não é considerada, bem como os efeitos de escorregamento existentes entre as das fases, pois possui valores muito pequenos quando comparados com as relações entre as fases de óleo e gás, não causando tanto impacto nos cálculos finais.

Devido a negligência da produção de água, as correlações utilizadas simulam uma relação óleo e gás, portanto, o escoamento é bifásico entre as duas fases. Logo, o escorregamento, a tensão superficial, RGO, bem como todas as relações entre as duas fases, são consideradas.

O regime de escoamento é considerado permanente, pois as propriedades não variam com o tempo, logo:

$$\frac{\partial}{\partial t} = 0 \quad (3.1)$$

Correlações são utilizadas com o objetivo de simular o comportamento da viscosidade com as mudanças de pressão e temperatura que ocorrem durante a elevação do petróleo, porém, nos cálculos de pressão executados, o fluido é considerado newtoniano, ou

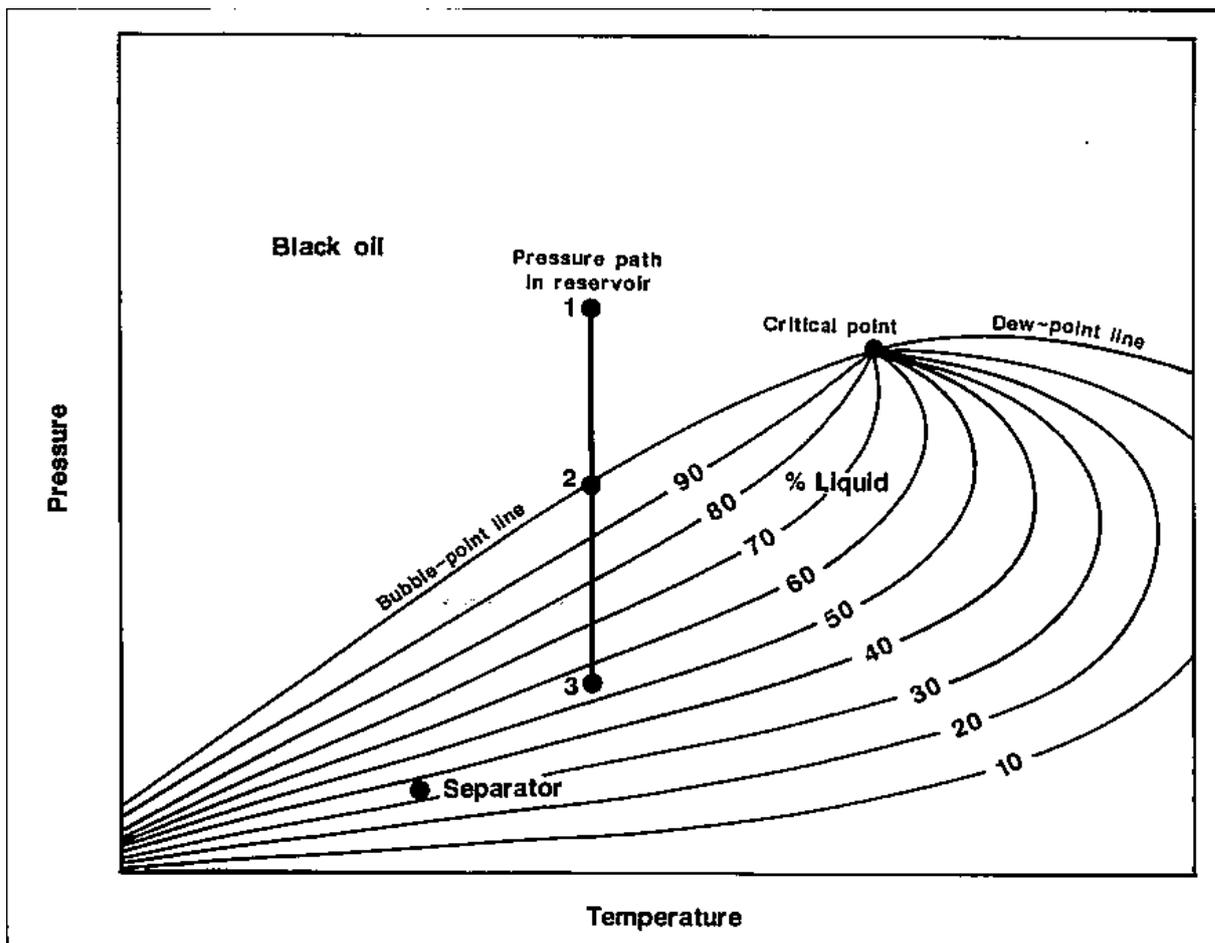
seja, a viscosidade é constante, sendo a tensão de cisalhamento entre as camadas do fluido diretamente proporcional a viscosidade, como mostra a seguinte equação:

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy} \quad (3.2)$$

Onde, τ é a tensão de cisalhamento entre as camadas, v é a velocidade do fluido e y a deformação do fluido.

Nos reservatórios, muitas vezes, a pressão se encontra acima do ponto de bolha, ou seja, todo o gás está dissolvido no óleo, considerando apenas uma fase. As correlações aplicadas, são aplicadas para um escoamento bifásico de óleo e gás, portanto, a planilha considera que a pressão sempre se encontra abaixo do ponto de bolha em todos os pontos, havendo assim, ou escoamento bifásico de óleo e gás em todos os pontos.

Figura 3.1 - Diagrama de fases do Black Oil

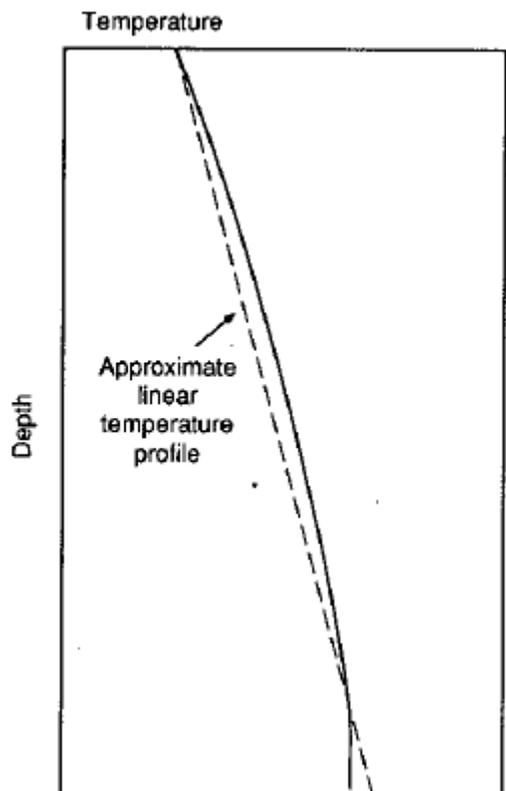


FONTE: MCCAIN, 1990.

Como mostrado na Figura 3.1, o óleo em reservatórios reais, costuma apresentar pressões acima do ponto de bolha, como aponta o ponto 1, não fase gás, estando o mesmo totalmente dissolvido no líquido. O simulador considera todos os pontos abaixo do ponto de bolha, mostrado no ponto 2, havendo assim, sempre escoamento bifásico de óleo e gás.

A literatura mostra que a variação da temperatura nos poços de petróleo é bastante próxima do gradiente geotérmico, logo, essa foi a correlação utilizada para simular esse comportamento, sendo um comportamento linear de 3° a cada 100m, até chegar a temperatura de superfície, estabelecida como 77°F .

Figura 3.2 - Variação da temperatura com a profundidade



FONTE: ECONOMIDES ET AL, 1993.

3.2 Correlações utilizadas

Como citado anteriormente, foram utilizadas correlações que simulem o comportamento das propriedades do óleo ao longo do poço de petróleo. Estão listadas abaixo as correlações utilizadas no simulador.

- Razão de Solubilidade:

Para densidade relativa do líquido menor ou igual a 30°API,

$$R_s = \frac{\gamma_{gs} p^{1.0937}}{27.64} \times 10^{11.172A} \quad (3.3)$$

Para densidade relativa do líquido maior que 30° API,

$$R_s = \frac{\gamma_{gs} p^{1.0937}}{56.06} \times 10^{10.393A} \quad (3.4)$$

Sendo A,

$$A = \frac{\gamma_L}{T+460} \quad (3.5)$$

- Fator Volume-Formação de óleo:

Para densidade relativa do líquido menor ou igual a 30°API,

$$B_o = 1.0 + 4.677 \times 10^{-4} R_s + 0.1751 \times 10^{-4} F - 1.8106 \times 10^{-8} R_s F \quad (3.6)$$

Para densidade relativa do líquido maior que 30° API,

$$B_o = 1.0 + 4.67 \times 10^{-4} R_s + 0.11 \times 10^{-4} F + 0.1337 \times 10^{-8} R_s F \quad (3.7)$$

Onde,

$$F = (T - 60) \left(\frac{\gamma_L}{\gamma_{gs}} \right) \quad (3.8)$$

- Densidade relativa do gás dissolvido:

$$d_{gd} = 0.25 + 0.02\gamma_l + 10^{-6}(0.6874 - 3.586\gamma_l)R_s \quad (3.9)$$

- Densidade do óleo:

$$\rho_o = \frac{\left[\frac{8.830}{131.5 + \gamma_l} \right] + 0.01361\gamma_{gd}R_s}{B_o} \quad (3.10)$$

- Viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = 10^A - 1 \quad (3.11)$$

Sendo as constantes A, B e C para a viscosidade do óleo morto,

$$A = BT^{-1.163} \quad (3.12)$$

$$B = 10^C \quad (3.13)$$

$$C = 3.0324 - 0.02023\gamma_l \quad (3.14)$$

- Viscosidade do óleo:

$$\mu_o = a\mu_{od}^b \quad (3.15)$$

Sendo a e b,

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (3.16)$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad (3.17)$$

- Tensão superficial:

$$\sigma = 39 - 0.2571.API \quad (\text{Se a temperatura é maior do que } 100 \text{ graus F}) \quad (3.18)$$

$$\sigma = 37.5 - 0.2571.API \quad (\text{Se a temperatura é maior do que } 100 \text{ graus F}) \quad (3.19)$$

- Pressão pseudo crítica:

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

- Temperatura pseudo crítica:

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5\gamma_g - 74.0\gamma_g^2 \quad (3.21)$$

- Fator de compressibilidade:

$$Z = A + \frac{1-A}{e^B} + CP_{red}^D \quad (3.22)$$

Sendo,

$$A = 1.39\sqrt{T_{red} - 0.92} - 0.36T_{red} - 0.101 \quad (3.23)$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{red})P_{red} + \left(\frac{0.066}{T_{red} - 0.86} - 0.037\right)P_{red}^2 + \frac{0.32P_{red}^6}{10^9(T_{red} - 1)} \quad (3.24)$$

$$C = 0.132 - 0.32\log T_{red} \quad (3.25)$$

$$D = 10^{0.3106 - (0.49T_{red}) + 0.1824T_{red}^2} \quad (3.26)$$

- Fator volume-formação do gás:

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT}{p} \quad (3.27)$$

Tabela 3.1 - Correlações Utilizadas

Propriedade	Autor
Razão de Solubilidade	Standing
Fator volume-formação do óleo	Standing
Densidade Relativa do gás dissolvido	Katz
Viscosidade do óleo morto	Beggs & Robinson
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	Standing

FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

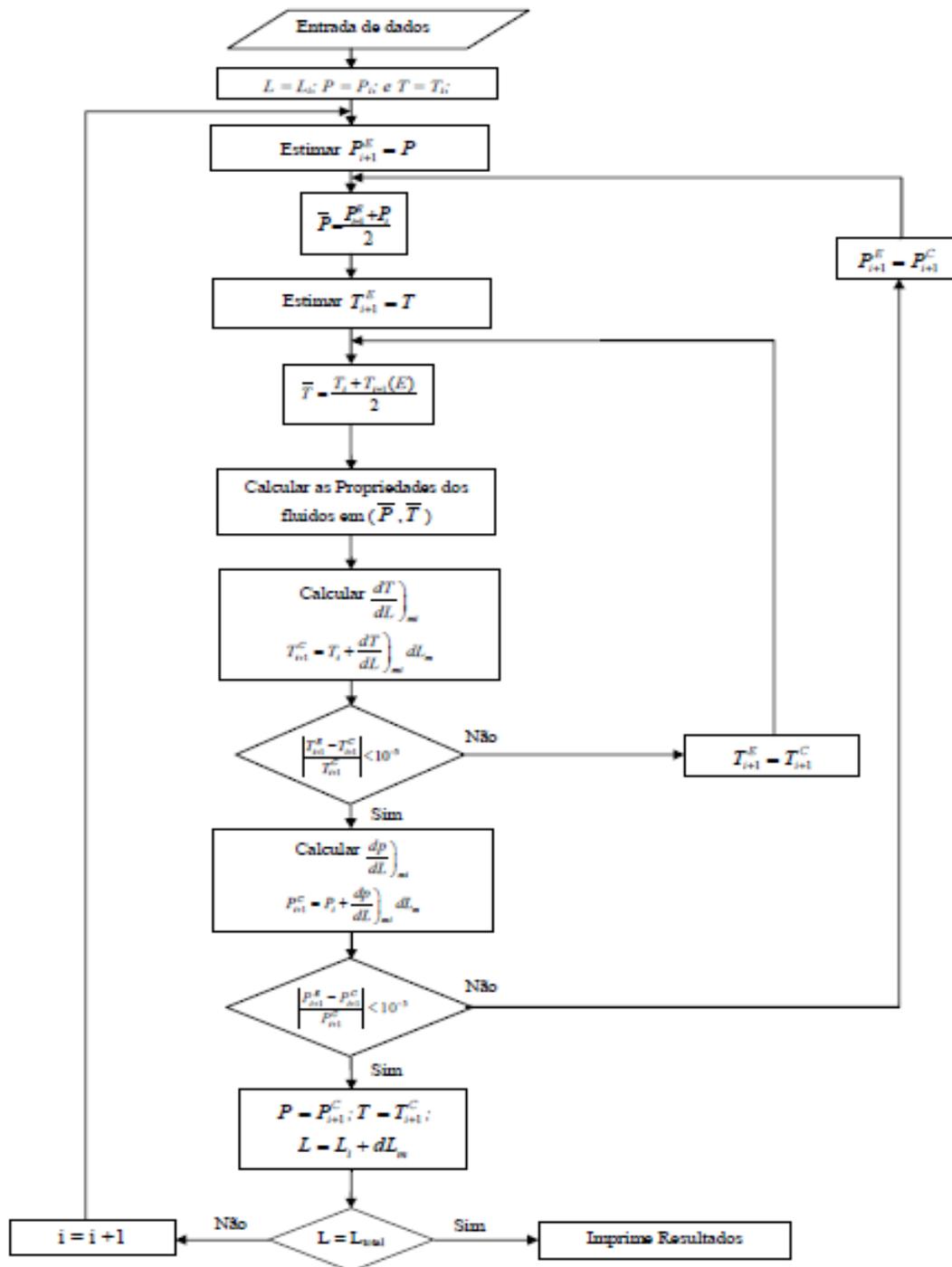
3.3 Algoritmo de estimativa de pressão

O simulador divide o poço em diversas sessões, calculando as pressões médias de cada sessão. Mukhrejee&Brill (1999) desenvolveram um algoritmo para resolução do método de cálculo iterativo de queda de pressão, que consistem em:

1. A tubulação é dividida em n sessões;
2. Estimasse a pressão no fim do seguimento;
3. Calcula-se a pressão média no seguimento;
4. Estimasse a temperatura no final do seguimento;
5. Calcula a temperatura média no seguimento;
6. Determina-se as propriedades do seguimento base nas pressões e temperaturas médias calculadas;
7. Com os valores das propriedades estimados, calcula-se a pressão e a temperatura no final da sessão, se o erro entre os valores estimados e calculados é menor que 10^{-3} , considerasse a convergência e segue para o próximo passo, caso não, retorna-se ao passo 2 e o processo se repete até a convergência ser atingida;

8. As pressões e temperaturas da sessão anterior passam a ser as iniciais da nova sessão.
9. O processo é feito para todas as sessões do poço.

Figura 3.3 - Fluxograma de estimativa de pressão



Fonte: MUKHERJEE E BRILL, 1999.

3.4 Apresentação da planilha

O simulador foi desenvolvido pelos graduandos em engenharia de petróleo, Igor Belizário Rocha e Lucas Bruno Russo e Silva Rocha, buscando aplicar e aprimorar os conhecimentos obtidos durante a graduação.

A planilha possui sete interfaces, sendo cinco abas da planilha de cálculo e duas interfaces do layout de apresentação do programa. O layout foi desenvolvido com o intuito de apresentar a planilha como um software profissional, sem que os operadores necessitem acessar as linhas de programação utilizadas, garantindo assim, a segurança do simulador.

Será apresentada aqui em duas partes diferentes, primeiro será apresentado o layout do programa e logo após serão apresentadas as abas da planilha, juntamente com suas linhas de comando, como a seguir:

O layout de apresentação da planilha foi desenvolvido como resultado da programação em *Visual Basic*, linguagem de programação inserida no software *Excel*. A programação tem como objetivo apresentar ao usuário do programa uma interface visual e de fácil interação com o software.

Figura 3.4 - Interface 01, layout da planilha: dados de entrada

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)

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)

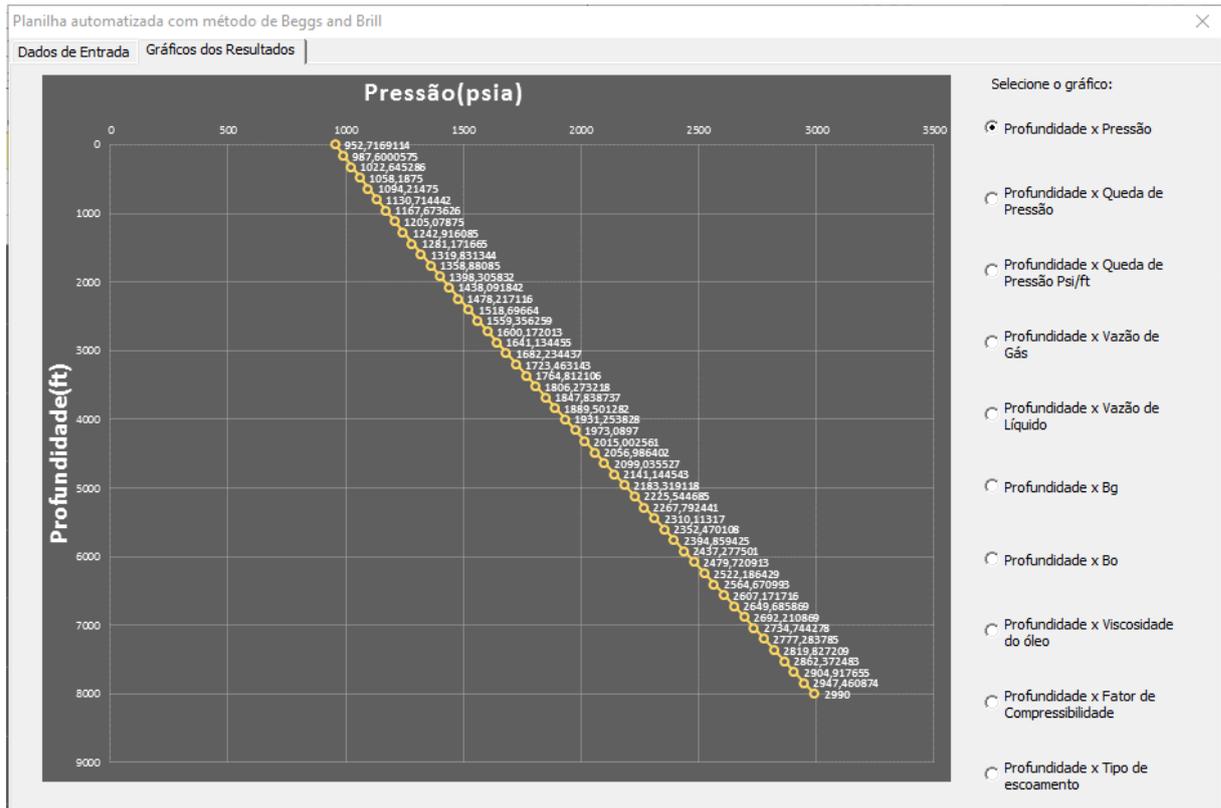
Resultado:

Limpar Calcular

FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

A primeira interface da planilha é mostrada na Figura 3.4, ela representa o layout de entrada de dados da planilha, ou seja, é com essa interface que o usuário irá interagir, inserindo os dados de entrada e obtendo a pressão na cabeça do poço como resultado, bem como os gráficos, que serão expostos no próximo layout.

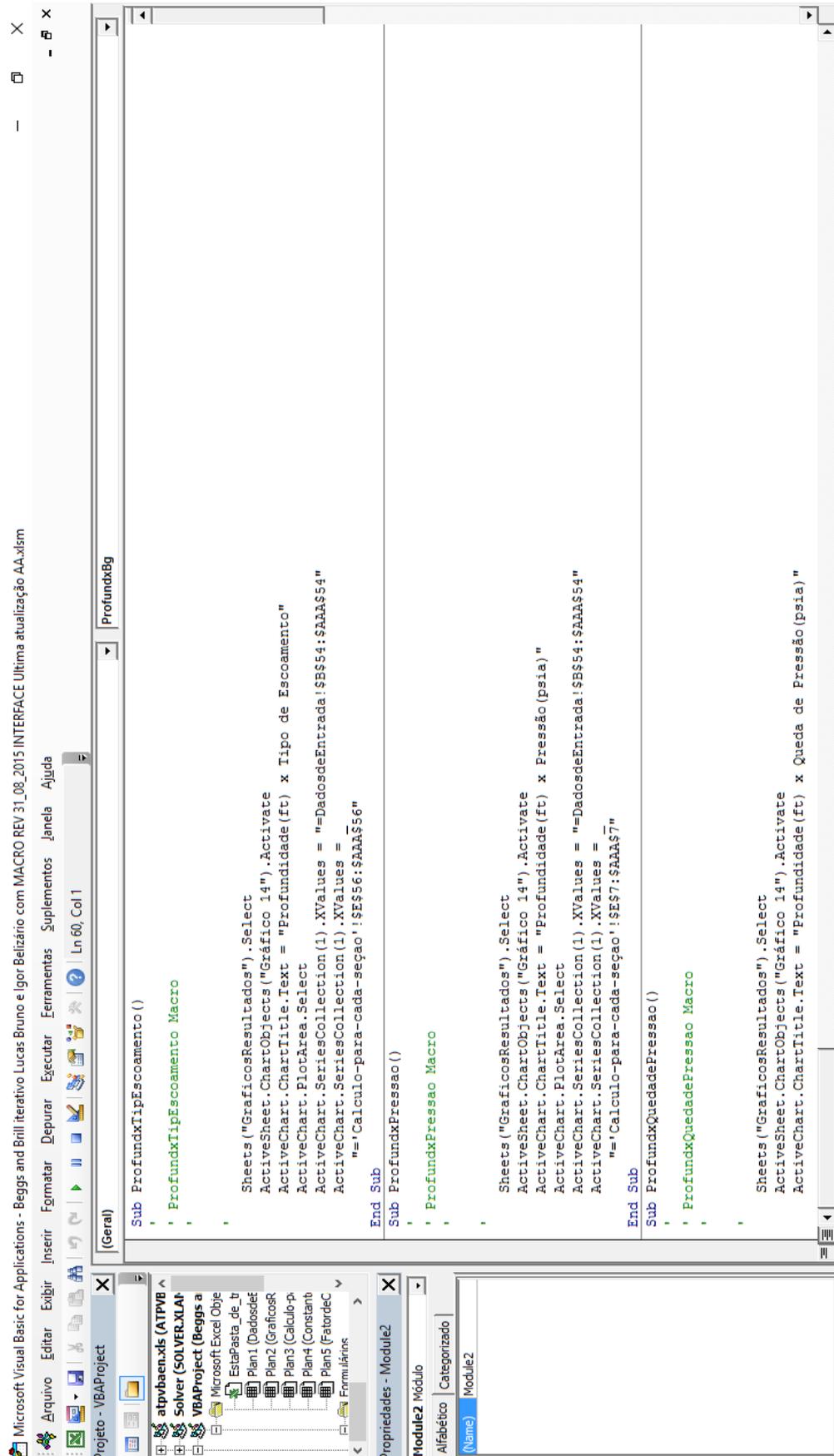
Figura 3.5 - Interface 02, layout da planilha: gráfico dos resultados



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

A Figura 3.5 apresenta a segunda interface do layout de apresentação do simulador, onde se encontram os gráficos obtidos como resultado da simulação da elevação do petróleo, nela os gráficos estão automatizados através da programação de macros para cada gráfico utilizado.

Figura 3.6 - Programação em VBA relativa a interface.



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

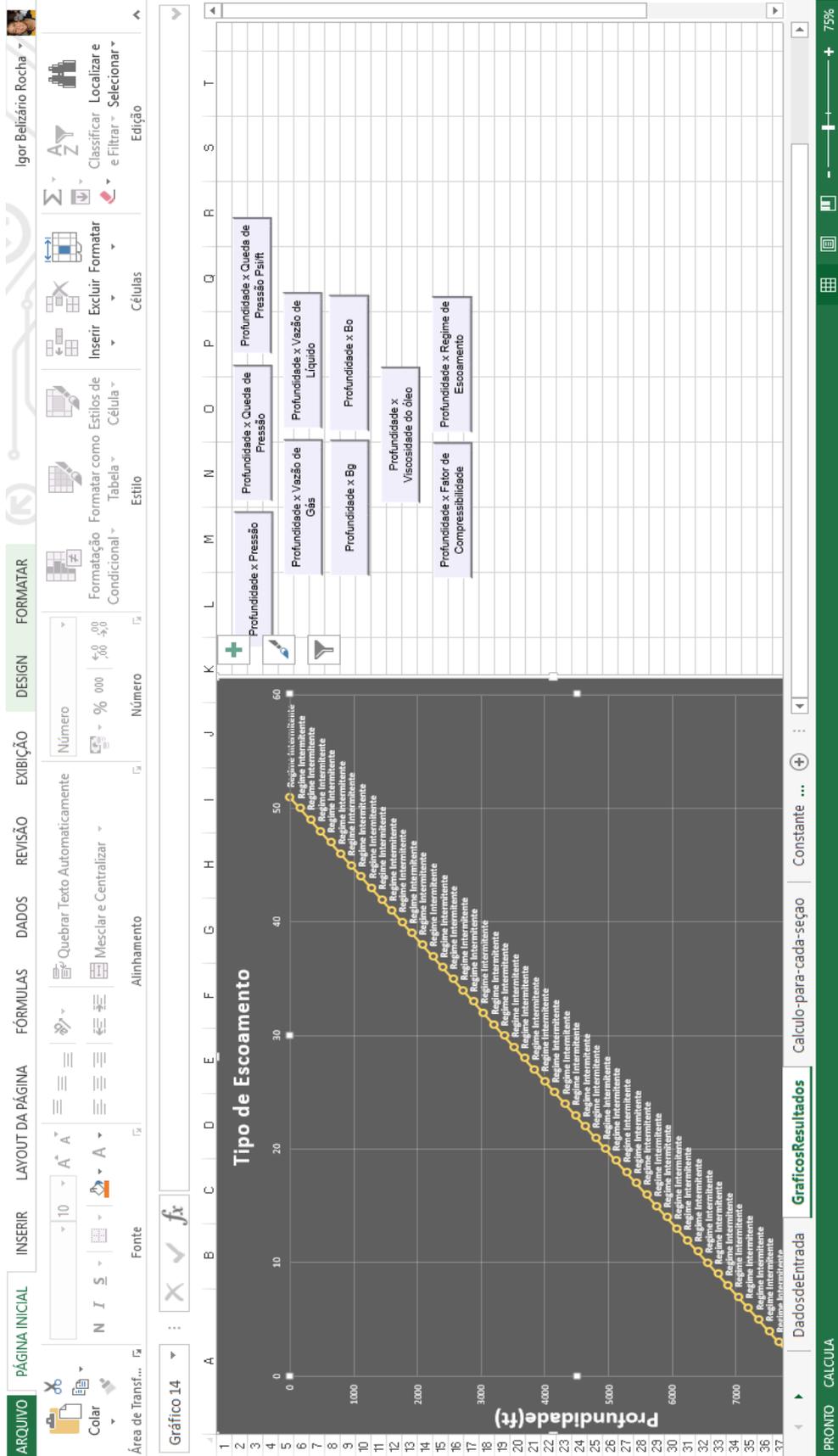
A Figura 3.6 expõe as linhas de programação em VBA utilizadas para obter a interface e seus gráficos automatizados.

A segunda parte de apresentação do programa visa dissertar a respeito das abas da planilha, bem como das linhas de comando nela inseridas, essa sessão está dividida em cinco abas, sendo elas relativas aos Dados de entrada, aos Gráficos dos resultados, aos Cálculos para cada sessão, as Constantes de holdup e as Constantes do fator de compressibilidade.

Nas abas da planilha estão expostas as linhas de comando relativas às correlações para cada propriedade, aos passos de cálculo relativos ao método de Beggs and Brill e também ao cálculo iterativo de estimativa de pressão.

Inicialmente foi utilizado a função *Solver* para resolver o cálculo relativo as quedas de pressão, porém, por problemas de convergência da função, o tempo de espera para obtenção dos resultados estava sendo muito longo. Visando otimizar o tempo de utilização do software, a função *Atingir Metas*, disponível no *Excel*, foi programada no intuito de resolver os cálculos iterativos para todas as sessões, visto que a função é utilizada para resolução de somente uma célula. Os resultados de tempo de cálculo foram bastante satisfatórios, diminuindo o tempo de cálculo consideravelmente quando comparado com a função *Solver*.

Figura 3.8 - Interface 04, aba de planilha: Gráficos dos resultados



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 3.9 - Interface 05, aba de planilha: cálculos para cada sessão

Igor Bellizário Rocha

Arquivo PÁGINA INICIAL INSERIR LAYOUT DA PÁGINA FÓRMULAS DADOS REVISÃO EXIBIÇÃO

Normal Visualização da Quebra de Página da Página Personalizados Modos de Exibição de Pasta de Trabalho

Layout Modos de Exibição Personalizados

Mostrar

Zoom 100% Zoom na Seleção

Organizar Janela Nova Janela Organizar Janela Tudo

Congelar Painéis

Receber

Dividir Ocultar

Exibir Lado a Lado Rolagem Sincronizada Redefinir Posição da Janela

Alternar Janelas

Macros

Janela

C23 $=('Calculo-para-cada-secao'(C5:H60)/(169,24(349,5'DadosdeEntrada:C33)-(74*(DadosdeEntrada:C33^2)))$

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
1	Cálculos para cada sessão												
2	Dados												
3	Profundidade	ft	2000	Popo completo	1800	2	1800	3	1800	4	1800	5	1800
4			143,5408		156,35408		155,06224		151,7704		148,47856		145,18672
5	Temperatura média na sessão	F	1320		1289,884879		1289,884879		1188,039191		1046,215646		904,392101
6	Pressão média na sessão	psia	1320		1289,884879		1289,884879		1188,039191		1046,215646		904,392101
7	Pressão no início da sessão	psia	1320		1289,884879		1289,884879		1188,039191		1046,215646		904,392101
8	Dilatação interna	ft	0,18825		0,18825		0,18825		0,18825		0,18825		0,18825
9	RGO	SCF/STB	800		800		800		800		800		800
10													
11	A		0,0493706864		0,048775552		0,049303238		0,049571478		0,04984259		0,050113811
12	RS	SCF/STB	265,0239432		254,3586773		242,6935534		231,0284233		219,363293		207,6981633
13													
14	Densidade rel. óleo	.API	30		30		30		30		30		30
15	Densidade rel. gás		0,8		0,8		0,8		0,8		0,8		0,8
16													
17	Bo	bm/STB	1,65424521		1,60564267		1,60564267		1,5404887		1,475334757		1,410180859
18	Densidade do óleo	lbm/ft³	49,49432554		49,31005424		49,12576294		48,94147164		48,75718034		48,57288904
19	Densidade do gás dissolvido no óleo		0,827242859		0,82281094		0,82281094		0,822774414		0,822737878		0,822701342
20	Viscosidade do óleo	cp	1,746056827		1,57581857		1,618376044		1,73839081		1,85840558		1,97842035
21													
22	Pressão Pseudo reduzida do gás		2,031683307		1,984361065		1,937038823		1,889716581		1,842394339		1,795072097
23	Temperatura Pseudo reduzida do gás		150,3512769		150,414923		152,224444		154,033966		155,843488		157,65301
24	Fator de compressibilidade (Z)		0,822742392		0,84077145		0,84712037		0,85346929		0,85981821		0,86626713
25	Bg		0,010608297		0,011408579		0,011950569		0,012555553		0,013234561		0,013957033
26	Densidade do gás		5,740259375		5,396523068		5,195937962		4,995352856		4,794767741		4,594182626
27	Constante 1 da viscosidade		14,83833224		117,7051277		117,0698951		116,4342052		115,7986105		115,1629158
28	Constante 2 da viscosidade		5,316776262		5,277023678		5,237271094		5,197518571		5,157766048		5,117913525
29	Viscosidade do gás	cp	0,014894316		0,014836767		0,014779218		0,014721669		0,01466412		0,014606571
30	Tensão superficial	dyncm	10,98885847		11,2325498		11,4762007		11,7198516		11,9634995		12,2091484
31	Gravidade	ft/s²	32,174		32,174		32,174		32,174		32,174		32,174
32	Ângulo de inclinação	graus	30		30		30		30		30		30
33	Área do escoamento	ft²	0,027832989		0,027832989		0,027832989		0,027832989		0,027832989		0,027832989
34													
35	Vazão de líquido	bbbl/d	3496,273562		3499,692801		3481,052329		3462,41661		3443,78127		3425,54593
36													
37													

Constante ...

Calculo-para-cada-secao

Dados de Entrada Graficos/Resultados

PRONTO

FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 3.11 - Interface 07, aba da planilha: Constantes para o fator de compressibilidade

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
1	Ide - Correlação de Beggs and Brill																				
2	Poco completo Por Seções																				
3	Z	0,822742392	0,84077	0,84371	0,84711	0,85099	0,85536	0,86025	0,86569	0,87171	0,87783	0,88334	0,88864	0,89364	0,89834	0,90274	0,90684	0,91064	0,91414	0,91734	0,92024
4	A	0,419528707	0,4393039	0,439963	0,4306398	0,4262336	0,4217766	0,4172677	0,4127058	0,4080898	0,4034184	0,3986905	0,393905	0,389064	0,384176	0,379241	0,374259	0,369231	0,364156	0,359034	0,353865
5	B	0,828356128	0,7640839	0,725257	0,6863829	0,6474723	0,6085248	0,5695534	0,5304832	0,4913101	0,4519376	0,4124603	0,3728881	0,3332209	0,2934587	0,2536015	0,2136493	0,1736021	0,13346	0,0932228	0,0529856
6	C	0,075325721	0,0719559	0,0726977	0,0734435	0,0741934	0,0749472	0,0757052	0,0764674	0,0772337	0,0780044	0,0787793	0,0795584	0,0803416	0,0811289	0,0819203	0,0827157	0,0835161	0,0843215	0,0851319	0,0859473
7	D	0,968730963	0,9741137	0,9728188	0,9715805	0,9703986	0,9692728	0,9682031	0,9671891	0,9662309	0,9653288	0,9644806	0,9636864	0,9629461	0,96226	0,9616287	0,9610504	0,9605221	0,9600438	0,9596155	0,9592372

FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

4 RESULTADOS

Visando analisar o desempenho da planilha automatizada, foram testados seu funcionamento relacionados a coerência dos resultados analisando um estudo de caso. Tais resultados foram validados comparando os valores obtidos na planilha com os valores obtidos em exemplos da literatura.

4.1 Estudo de caso

4.1.1 Estudo de caso 01

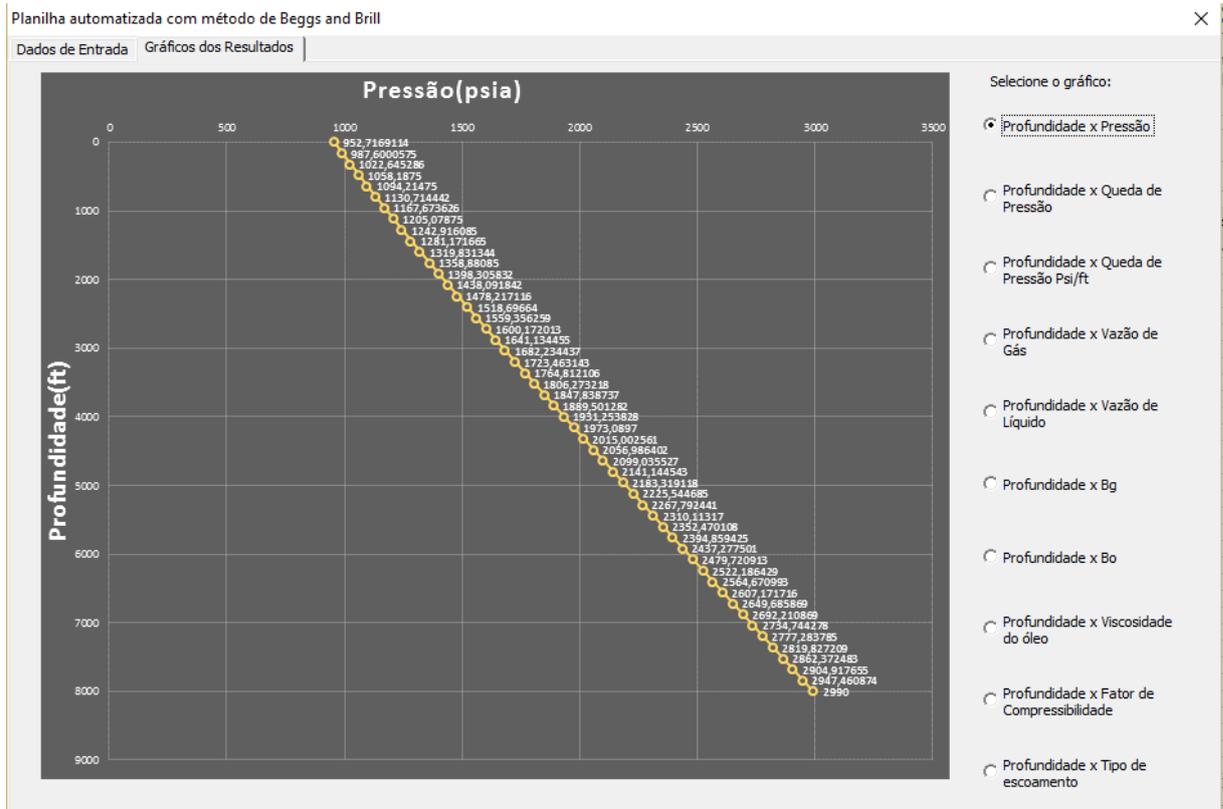
Tabela 4.1 - Dados de entrada do estudo de caso.

Dados de entrada	Valores	Unidades
Ângulo de inclinação com a horizontal	90	Graus
Tamanho das sessões	160	ft
Temperatura no fundo do poço	170	°F
Pressão no fundo do poço	2990	psia
Diâmetro Interno	2,875	in
Vazão de óleo	1000	STB/dia
Razão Gás-óleo	751	scf/STB
Densidade relativa do óleo	32,81	°API
Densidade relativa do gás	0,701	
Profundidade	8000	ft

FONTE: NASCIMENTO, J.S.C, 2013(Adaptado).

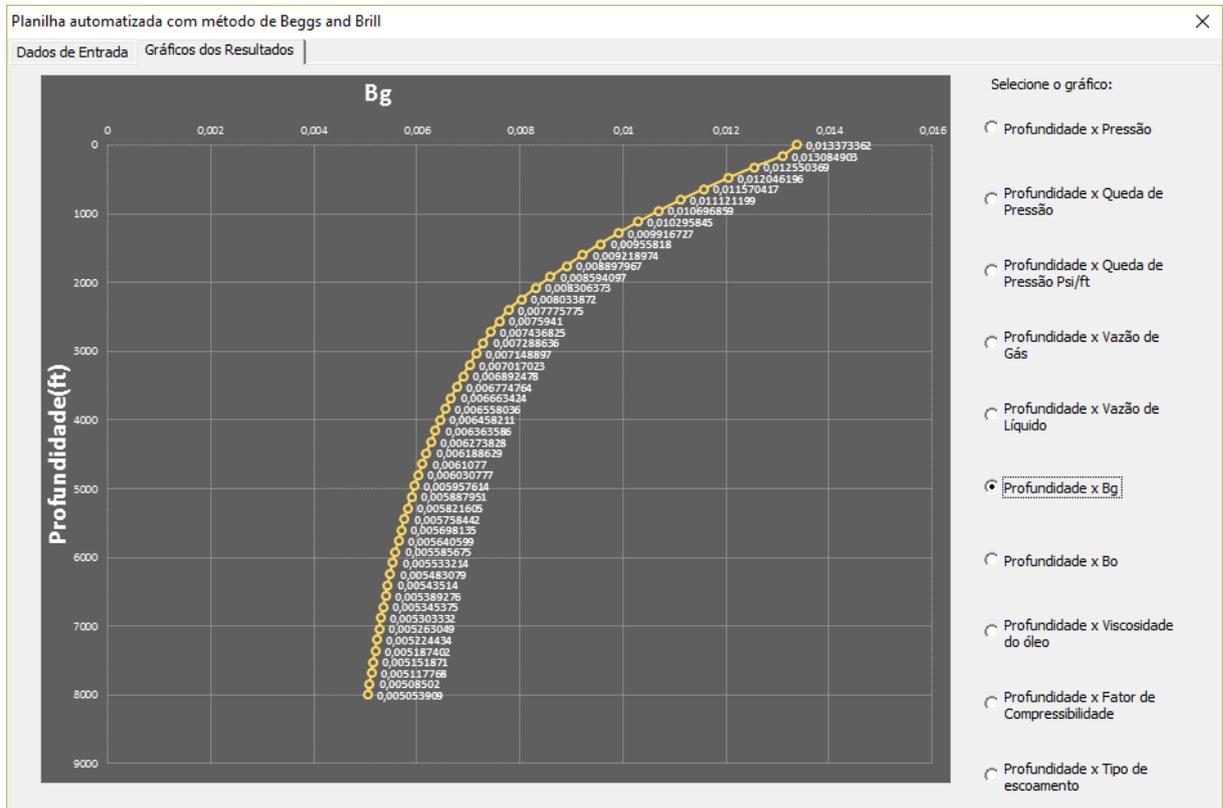
Os resultados serão expostos graficamente a seguir.

Figura 4.1 - Resultado 1 - Profundidade x Pressão



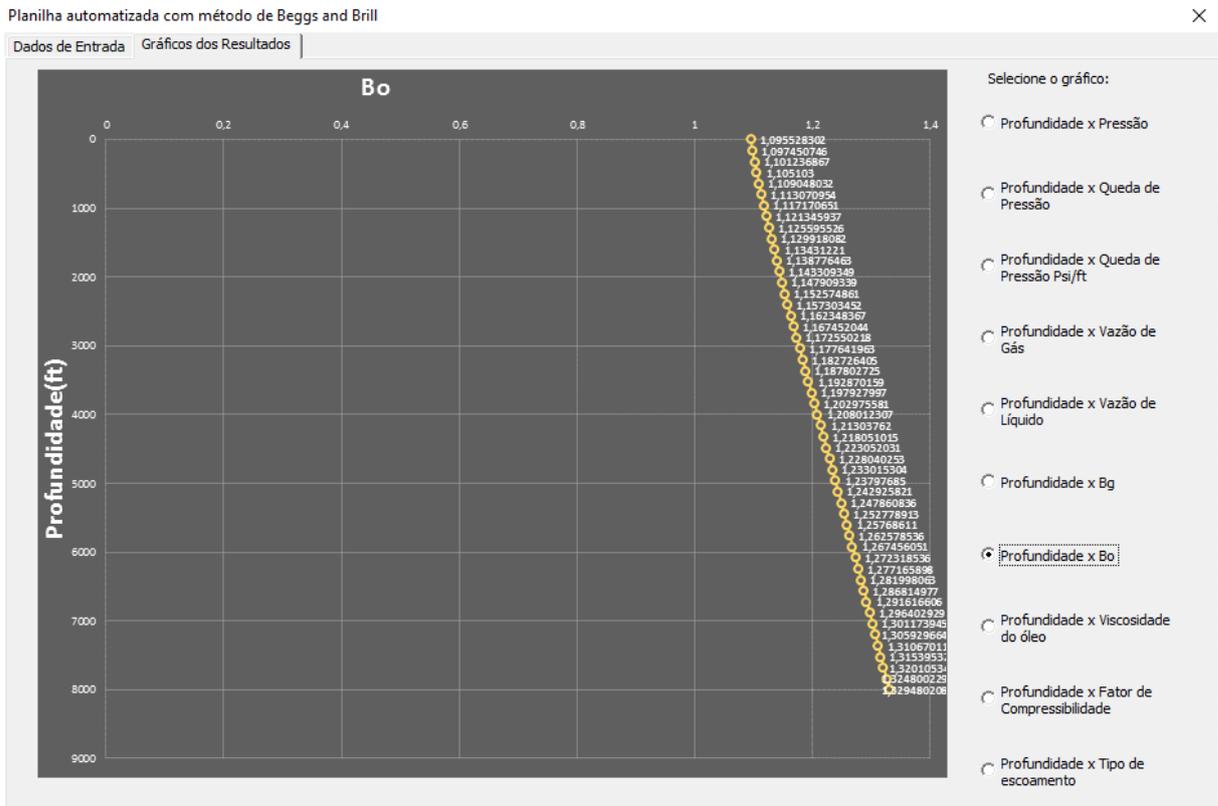
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.2 - Resultado 2 - Profundidade x Bg.



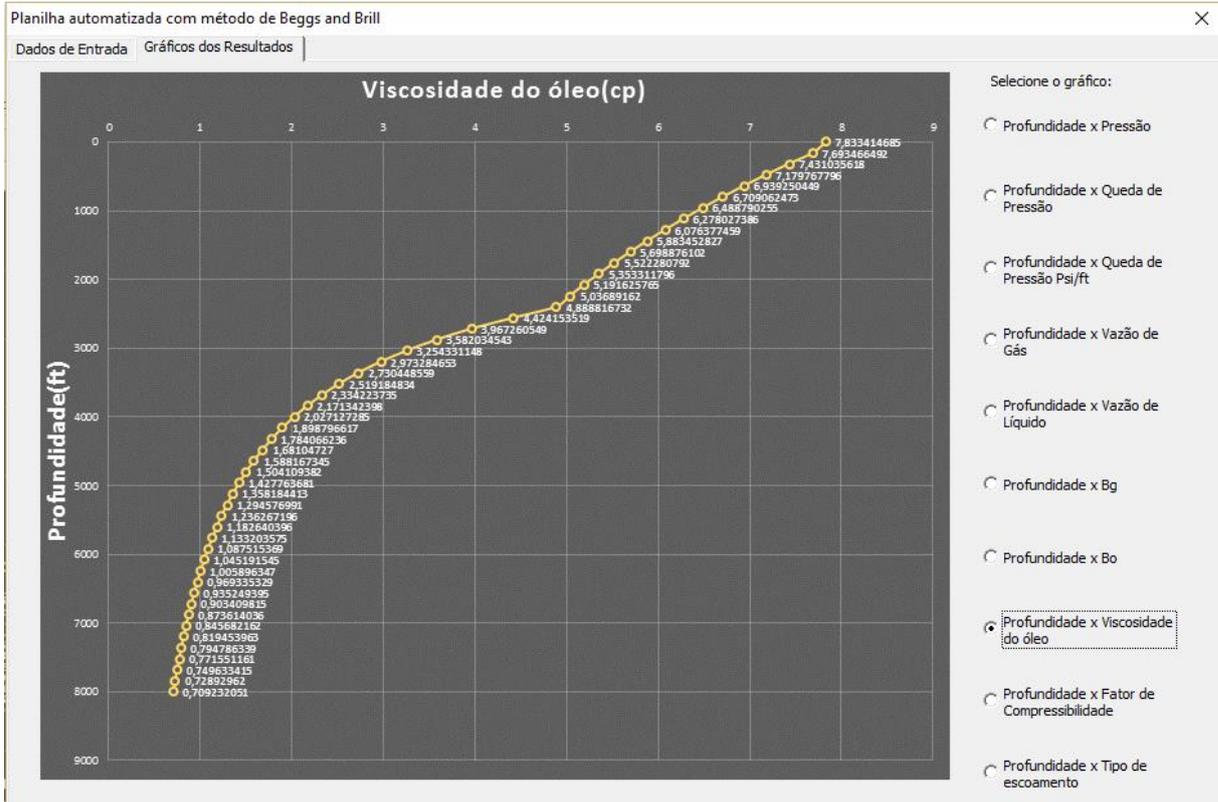
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.3 - Resultado 3 - Profundidade x Bo.



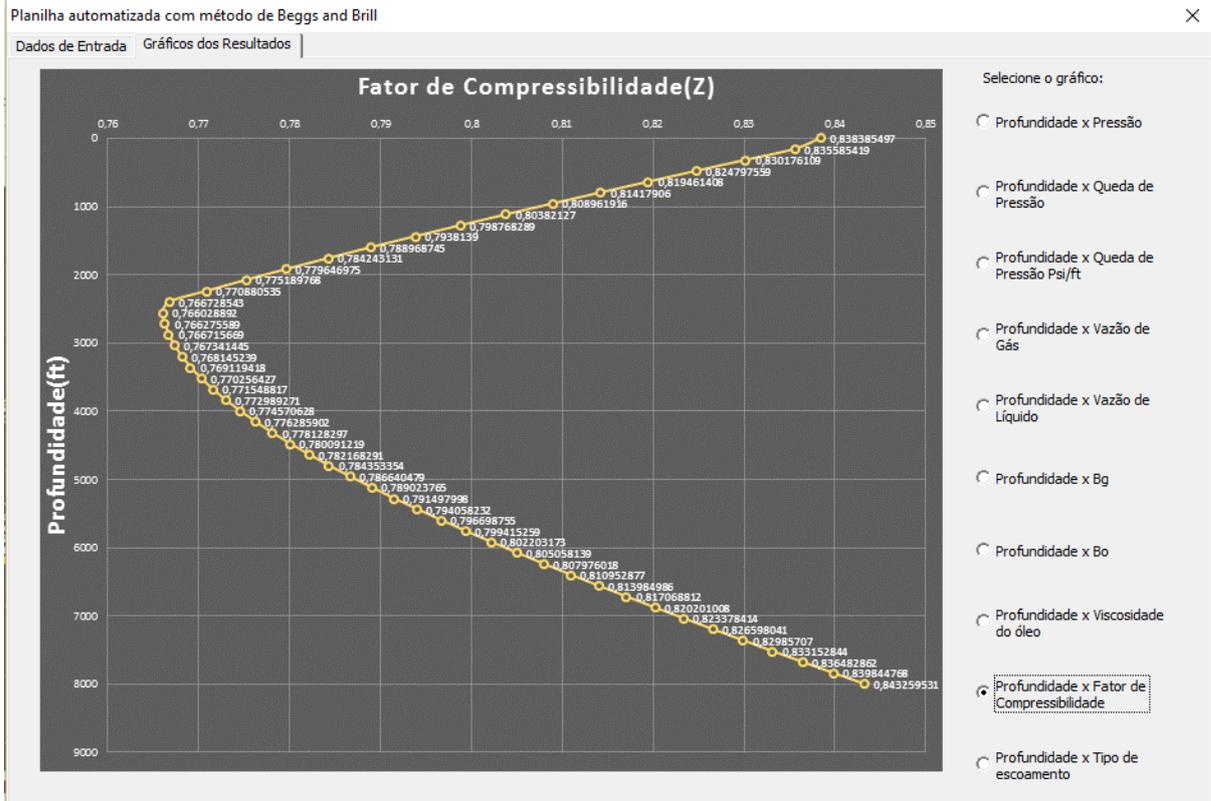
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.4 - Resultado 4 - Profundidade x Viscosidade do óleo.



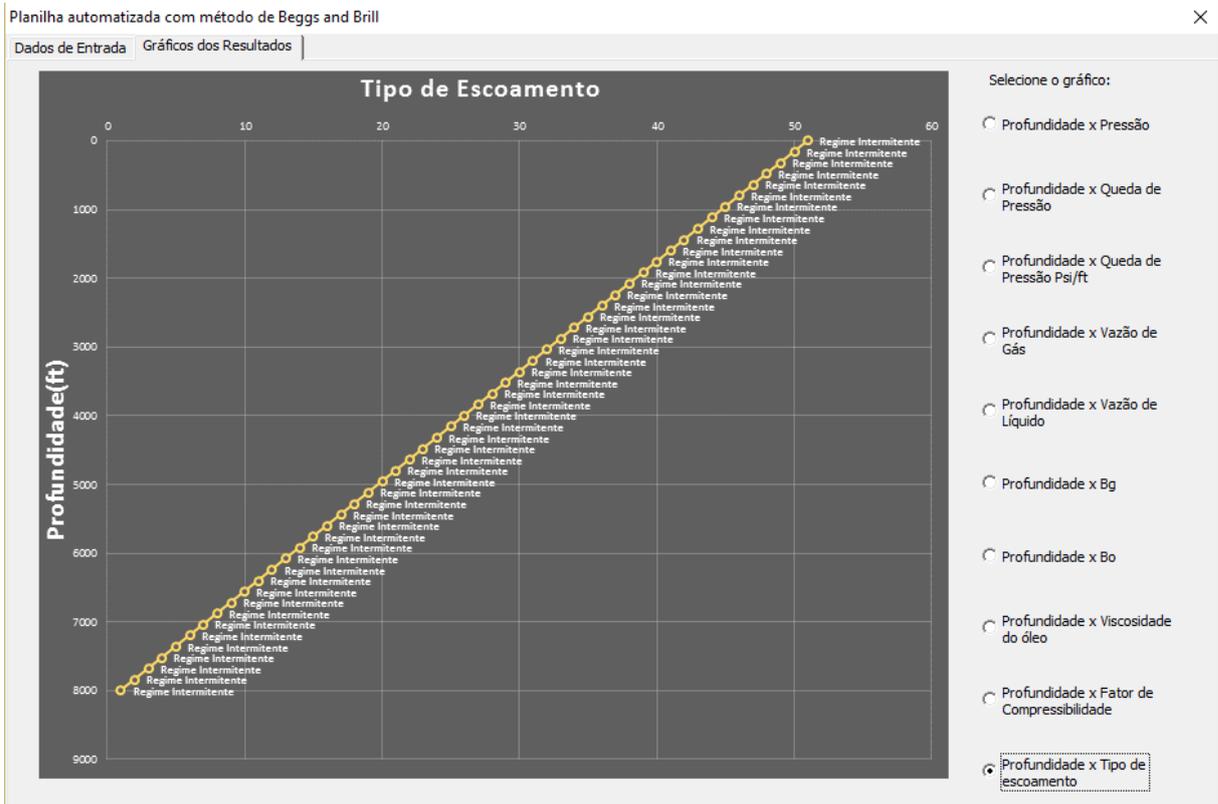
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.5 - Resultado 5 - Profundidade x Fator de compressibilidade.



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.6 - Resultado 6 - Profundidade x Tipo de escoamento.



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

A simulação ideal a respeito da elevação de petróleo, teria como um pré-requisito dividir o poço em sessões com tamanho tendendo a zero, assim, o poço teria infinitas sessões. Quanto menos o tamanho de sessão utilizado, mais cálculos o software realiza, portanto, quanto menor o tamanho de sessão utilizado, maior o tempo de cálculo necessário. Nas simulações utilizadas, foi usado o tamanho de sessão de 160 pés, dividindo o poço em cinquenta sessões. Esse número de sessões se faz satisfatório, como será mostrado na validação dos dados posteriormente.

Como apresentado na Equação (3.24), o fator volume-formação de gás é diretamente proporcional ao fator de compressibilidade e a temperatura, e inversamente proporcional a pressão. Os resultados de queda de pressão obtidos no software mostram que a pressão na cabeça do poço obtida foi de 1080 psia, ou seja, uma variação de pressão de 1910 psia. Por outro lado, a temperatura de cabeça do poço obtida foi de 77°F, representando uma variação de 93°F. As variações do fator de compressibilidade são em valores, muito pequenas quando comparado a pressão e temperatura, porém, é um fator extremamente importante no comportamento de B_g , pois é o grande responsável pela não linearidade do seu comportamento.

Dados os valores de variação de pressão e temperatura, concluímos a ocorrência de um maior impacto da pressão em relação a temperatura, fazendo com que o B_g aumente ao longo do poço, o que é lógico, pois com a diminuição da pressão, uma maior quantidade de gás é liberada do líquido, aumentando assim, seu fator volume-formação.

A Equação (3.7) nos mostra a correlação do comportamento do fator volume-formação de óleo, observamos que o B_o aumenta com diretamente com a razão de solubilidade e com a temperatura do sistema. Portanto, os resultados obtidos com o simulador apresentam comportamento dentro do esperado. A razão de solubilidade, que representa quanto de gás está dissolvido no óleo é cada vez menor, devido a liberação do gás com a diminuição da pressão durante a elevação. A temperatura, seguindo o gradiente geotérmico normal, também diminui com a diminuição da profundidade, sendo responsável assim, pela diminuição do B_o com a elevação do petróleo.

A viscosidade do óleo no simulador é regida pela correlação representada pela Equação (3.13), que simula a viscosidade do óleo baseada na razão de solubilidade, na viscosidade do óleo morto e em consequência disso, a temperatura.

A correlação nos mostra que a viscosidade deve apresentar comportamento exponencial, se comportando de forma inversamente proporcional com a razão de solubilidade e com a temperatura. Assim, o resultado obtido se mostra coerente, pois como

avaliado anteriormente, a razão de solubilidade irá diminuir durante a elevação do petróleo, bem como a temperatura. É importante destacar que a curva da viscosidade sofre uma alteração no seu comportamento por volta de 250 ft, essa mudança de comportamento é resultado da temperatura do poço se igualar a temperatura de superfície, sendo considerada constante a partir desse ponto, mudando assim, o comportamento da viscosidade do óleo.

Baseado na Equação (3.19), o fator de compressibilidade tem seu comportamento baseado nas pressões e temperaturas pseudoreduzidas, como debatido anteriormente, o fator de compressibilidade representa a distância do gás à idealidade, ou seja, quando as temperaturas são elevadas e as pressões são baixas, seu comportamento se aproxima do comportamento de um gás ideal. No processo de elevação do poço de petróleo, temos uma diminuição tanto da pressão, quanto da temperatura, fazendo com que o comportamento do fator de compressibilidade não seja linear nesse processo. Observamos que nos pontos mais fundos do poço, a temperatura domina esse comportamento, fazendo com que o gás se distancie da idealidade com sua diminuição, mesmo com a diminuição da pressão. Porém, nos pontos mais elevados, a pressão passa a ser dominante no seu comportamento, fazendo com que sua diminuição ocasione uma aproximação do fator de atrito a 1, que representa o comportamento de um gás ideal.

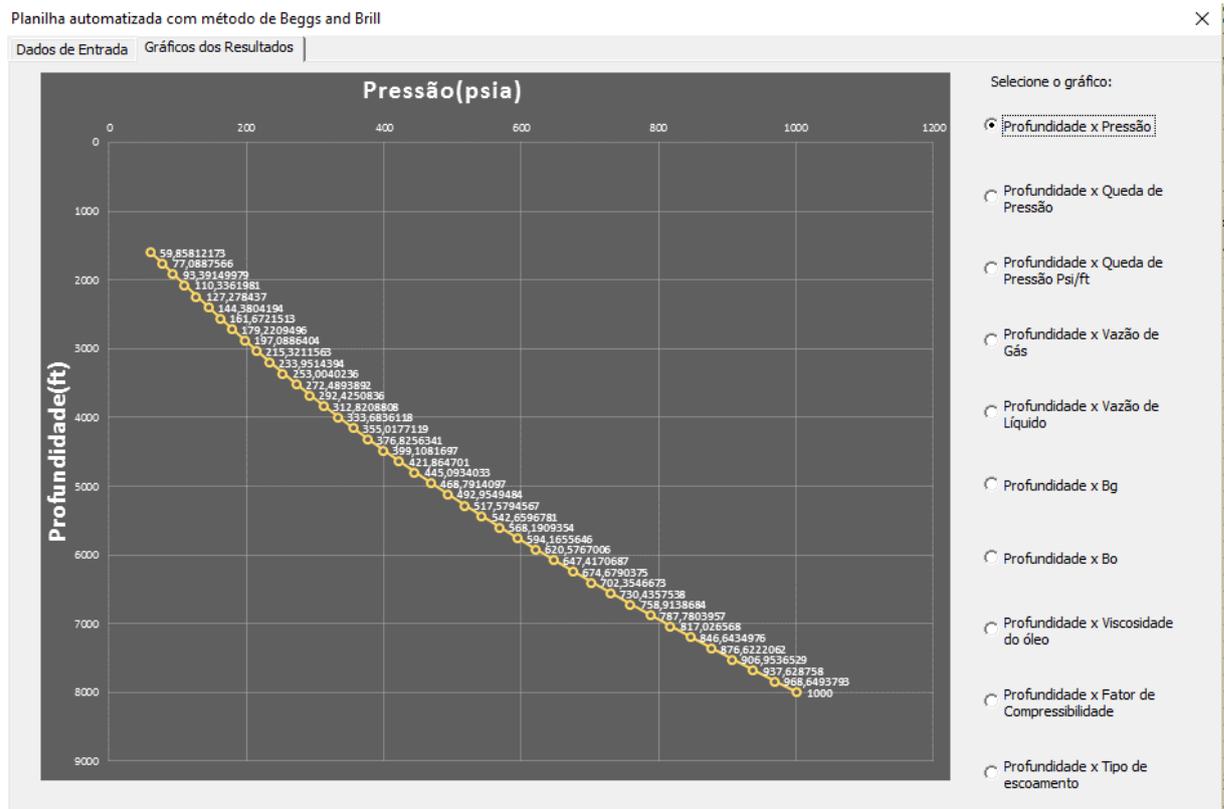
O regime de escoamento é extremamente importante nesse estudo, pois a partir dele, serão definidas as constantes utilizadas no método de cálculo de Beggs and Brill, como mostra a Figura 3.10. No caso estudado acima, o regime apresentado é intermitente, regime esse onde as fases gases e líquidos variam na dominância do sistema, ou seja, podemos concluir a presença considerável tanto de líquido quanto de gás nesse sistema.

4.1.2 Estudo de caso 02

O primeiro estudo de caso expõe o comportamento dos fluidos de petróleo em um determinado poço. Como apresentado anteriormente, o software considera regime permanente, portanto, não avalia o comportamento do poço ao longo do tempo. Visando analisar esse comportamento e sabendo da natural queda de pressão de fundo de poço ao longo da produção, foi utilizado um valor de pressão de fundo de poço menor, buscando assim, simular o comportamento de um poço após alguns anos produzindo.

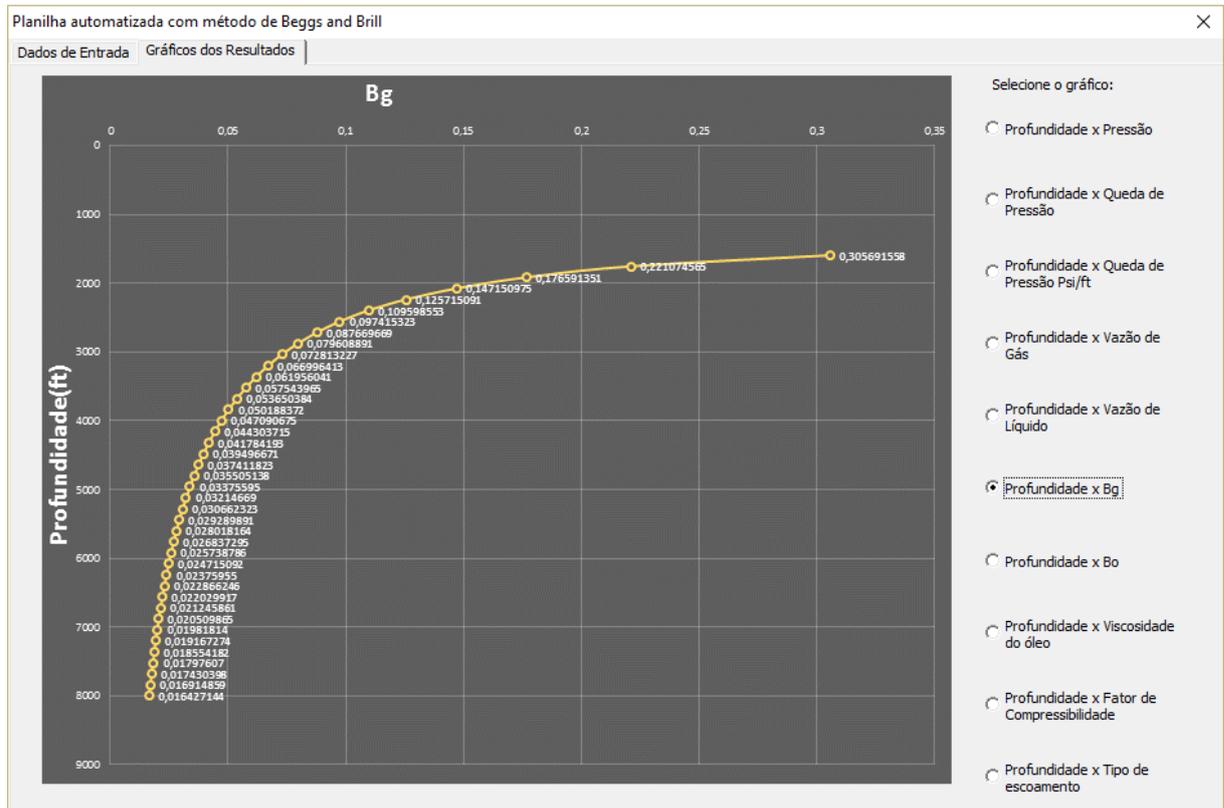
Foram utilizados os mesmos dados de entrada do estudo de caso 01, com exceção da pressão de fundo de poço, que foi considerada 1000 psia.

Figura 4.7 - Resultado 7 - Profundidade x Pressão



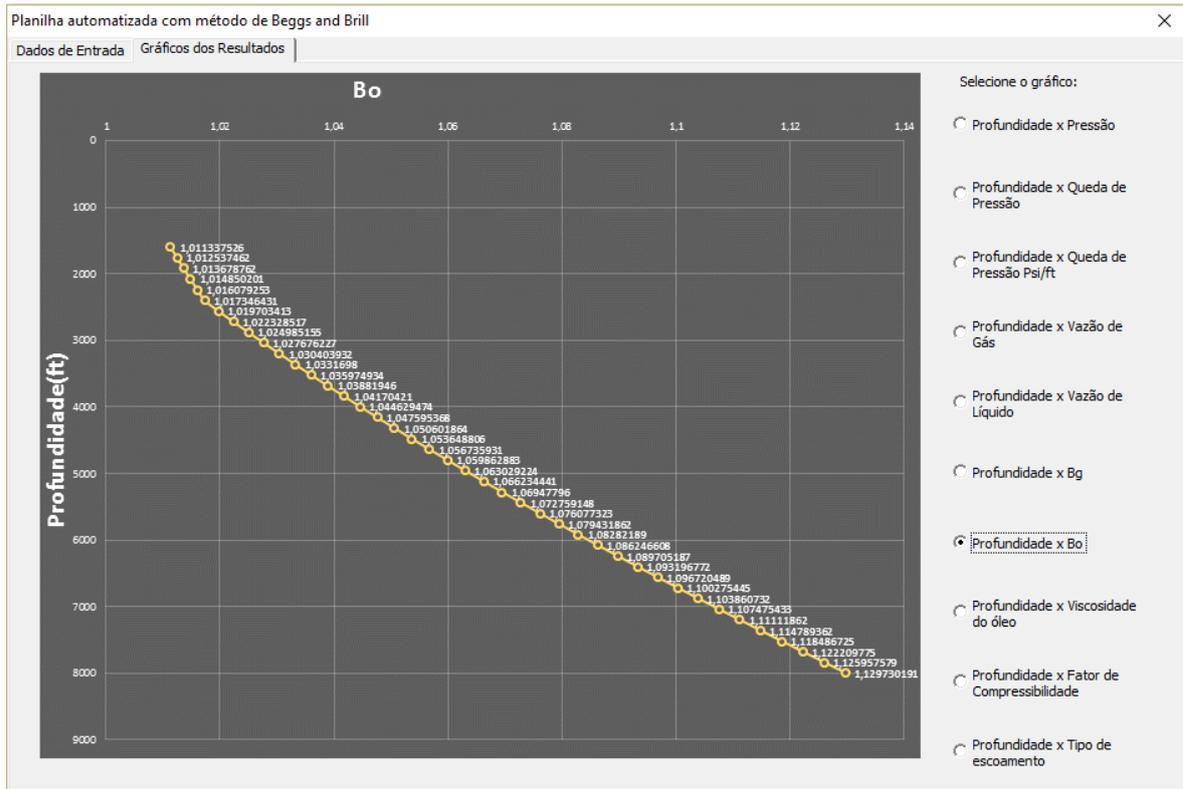
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.8 - Resultado 8 - Profundidade x Bg.



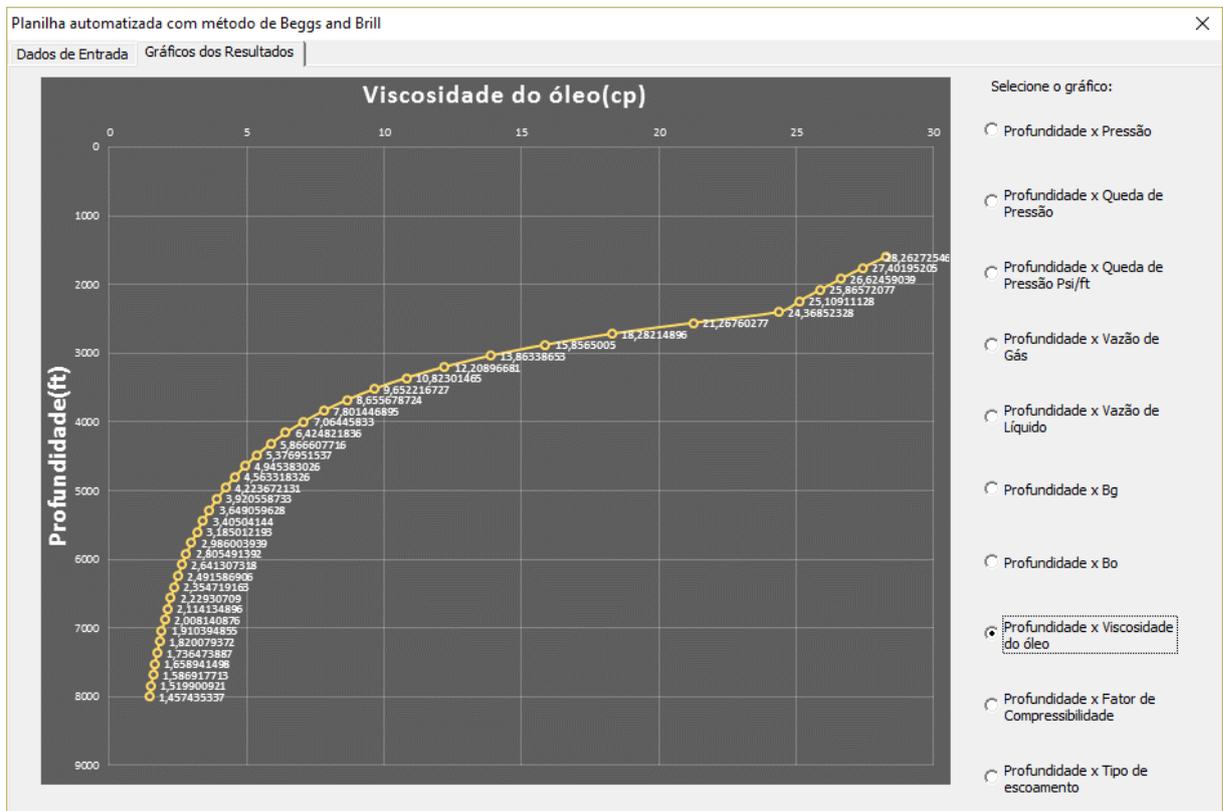
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.9 - Resultado 9 - Profundidade x Bo.



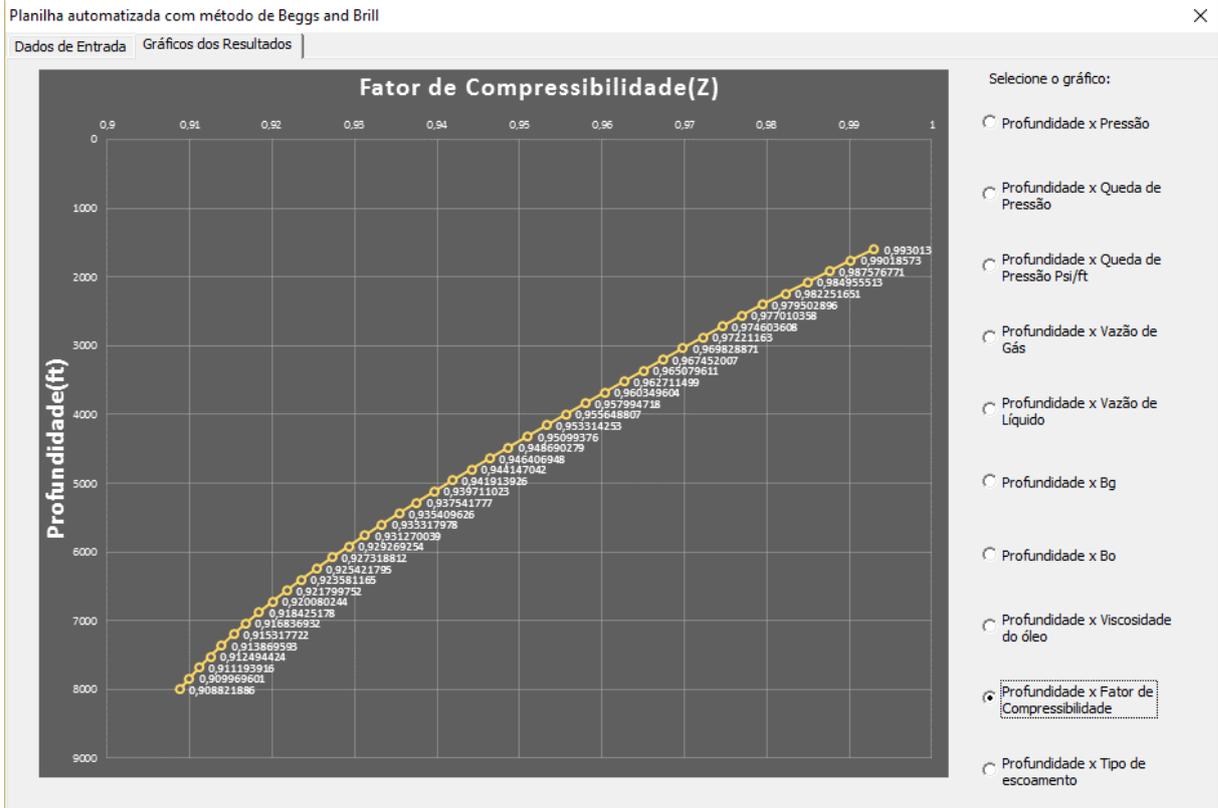
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.10 - Resultado 10 - Profundidade x Viscosidade do óleo.



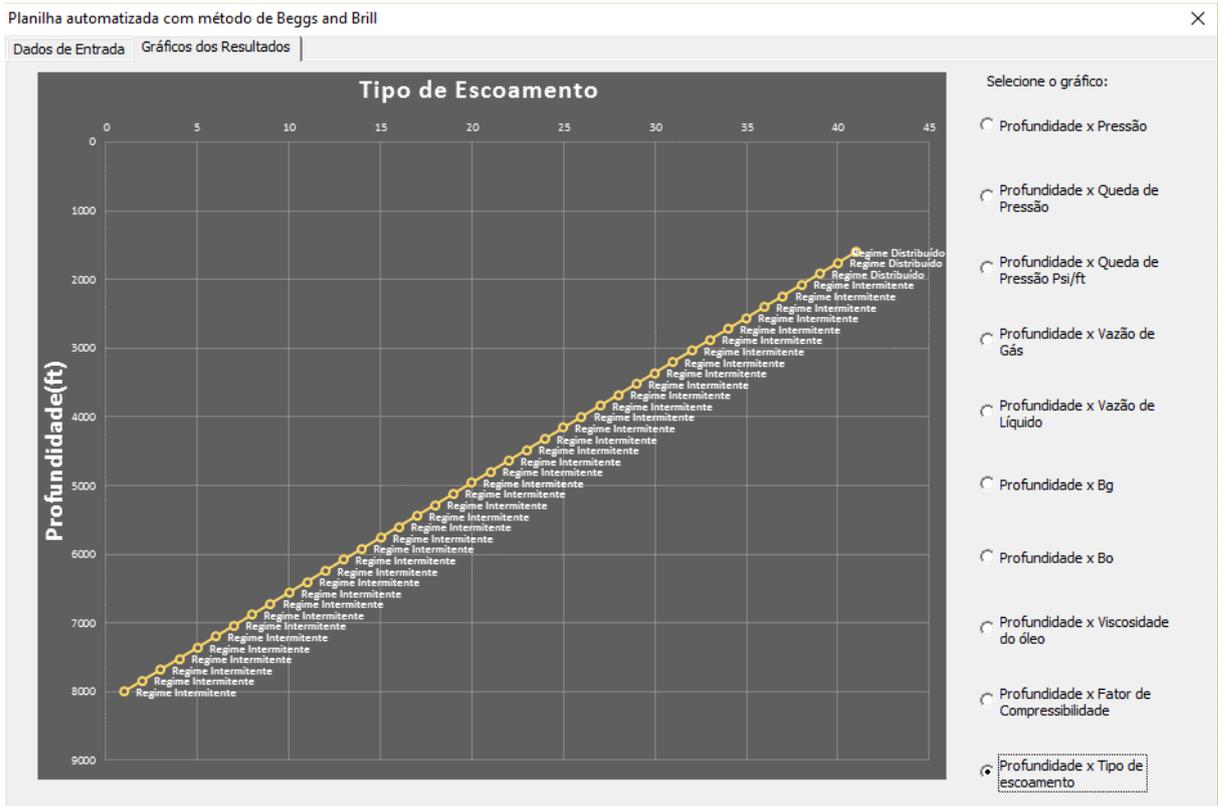
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.11 - Resultado 11 - Profundidade x Fator de compressibilidade.



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.12 - Resultado 12 - Profundidade x Tipo de escoamento.



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Ao analisar os resultados obtidos a partir do estudo de caso 02, é observado que a pressão zera muito antes de atingir a superfície, significando assim, um poço insurgente, logo, a elevação natural não mais ocorrerá, sendo necessária, a utilização de um método artificial para que o poço seja mantido em produção.

Como debatidos a respeito do estudo de caso 01, o comportamento das propriedades dos fluidos de petróleo analisadas, apresenta coerência com o esperado, seguindo o mesmo raciocínio debatido anteriormente. Ainda assim, alguns pontos chamam atenção.

O fator de compressibilidade no estudo de caso 02, diferentemente do estudo de caso 01, apresenta uma forma sempre crescente. Como discutido anteriormente, uma maior temperatura e uma menor pressão causam a aproximação do fator de compressibilidade a um. Aproximando assim, seu comportamento da idealidade. No estudo de caso 02, a pressão decai muito rapidamente em comparação com a temperatura, logo, a pressão será dominante no comportamento do fator compressibilidade.

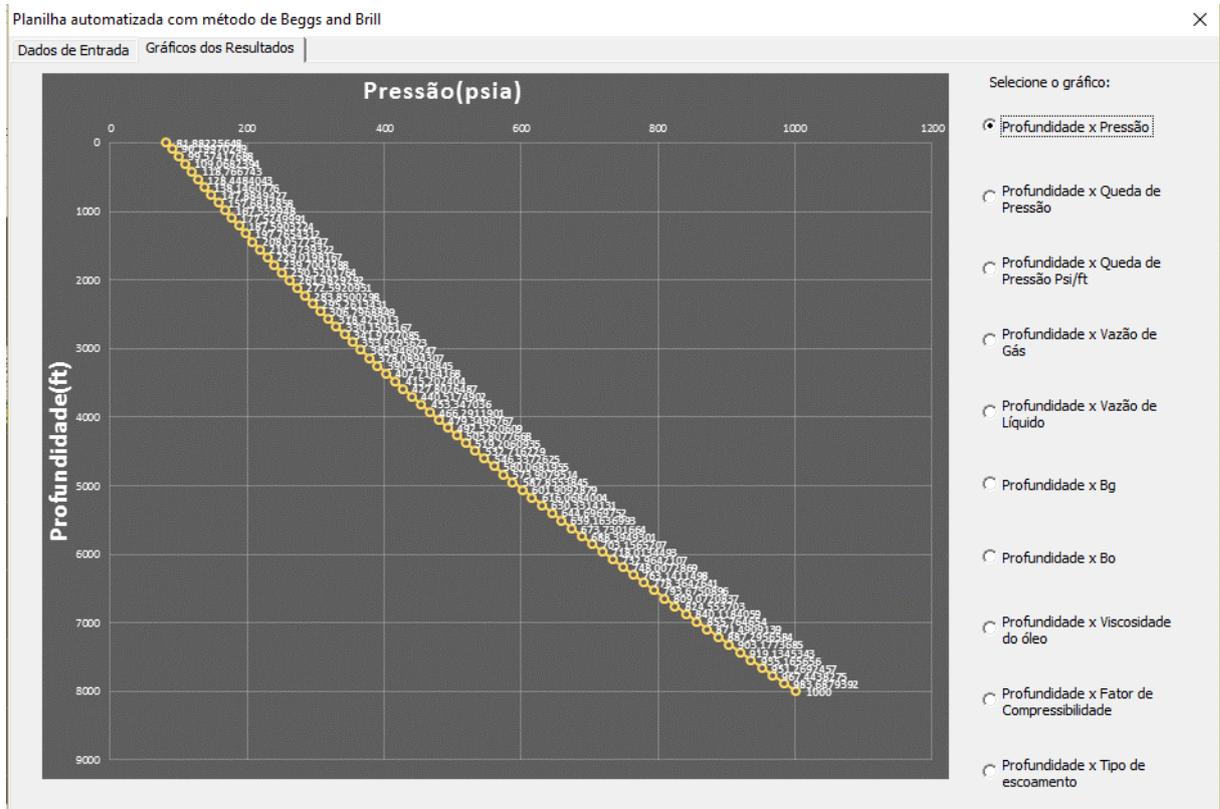
Como visto na Figura 2.14, a mudança de regime intermitente para regime distribuído está relacionada com $N_{FR}(1)$ e $\lambda_l(2)$. Logo, um aumento de (1), ocasiona a mudança. Como definido pela Equação (2.30), (1) aumenta com o aumento de velocidade superficial da mistura, o que ocorre ao longo do escoamento, devido ao aumento da produção de gás.

4.1.3 Estudo de caso 03

Foi analisado até o momento dois casos de poços verticais, um surgente e outro insurgente. Porém, qual seria o comportamento dos fluidos se utilizássemos os mesmos dados do estudo de caso 02, porém, com uma inclinação de 45 graus C com relação a horizontal?

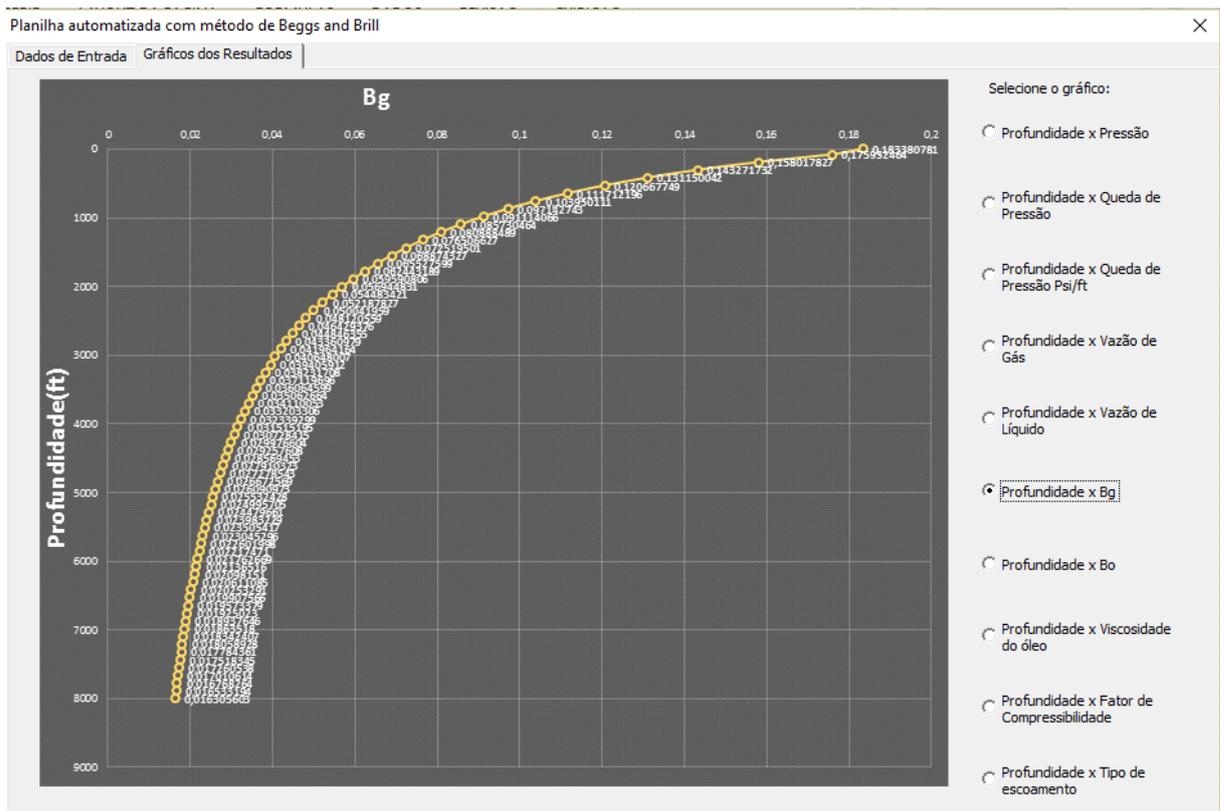
Foi observado nos gráficos a seguir que o comportamento das propriedades dos fluidos de petróleo apresentar comportamento similar as propriedades do estudo de caso 02, como esperado, pois a inclinação da coluna de produção não apresenta grande influência no comportamento do mesmo. Porém, o poço passou a ser surgente com a única mudança da inclinação do poço. Isso está relacionado a diminuição da perda de carga relacionada a energia potencial, como exposto na Equação (2.14), onde a diminuição do ângulo de inclinação diminui esse valor.

Figura 4.13 - Resultado 13 - Profundidade x Pressão



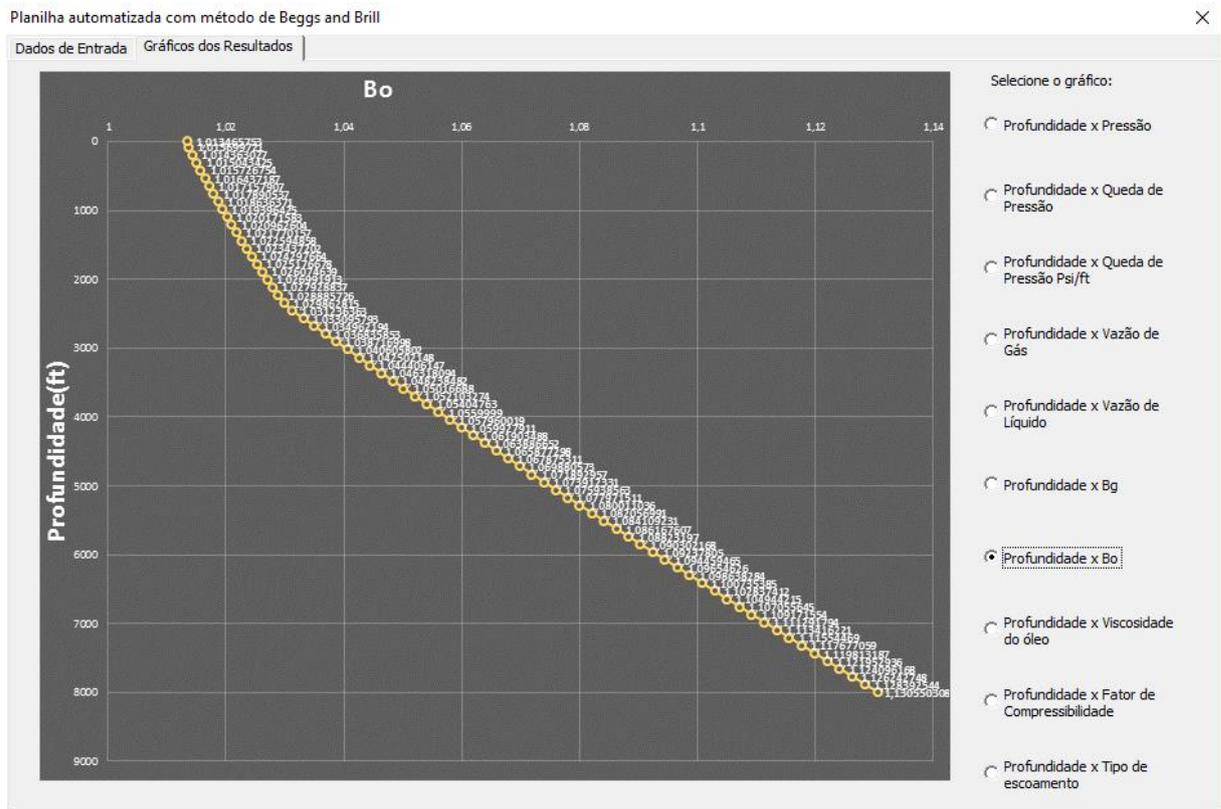
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.14 - Resultado 14 - Profundidade x Bg.



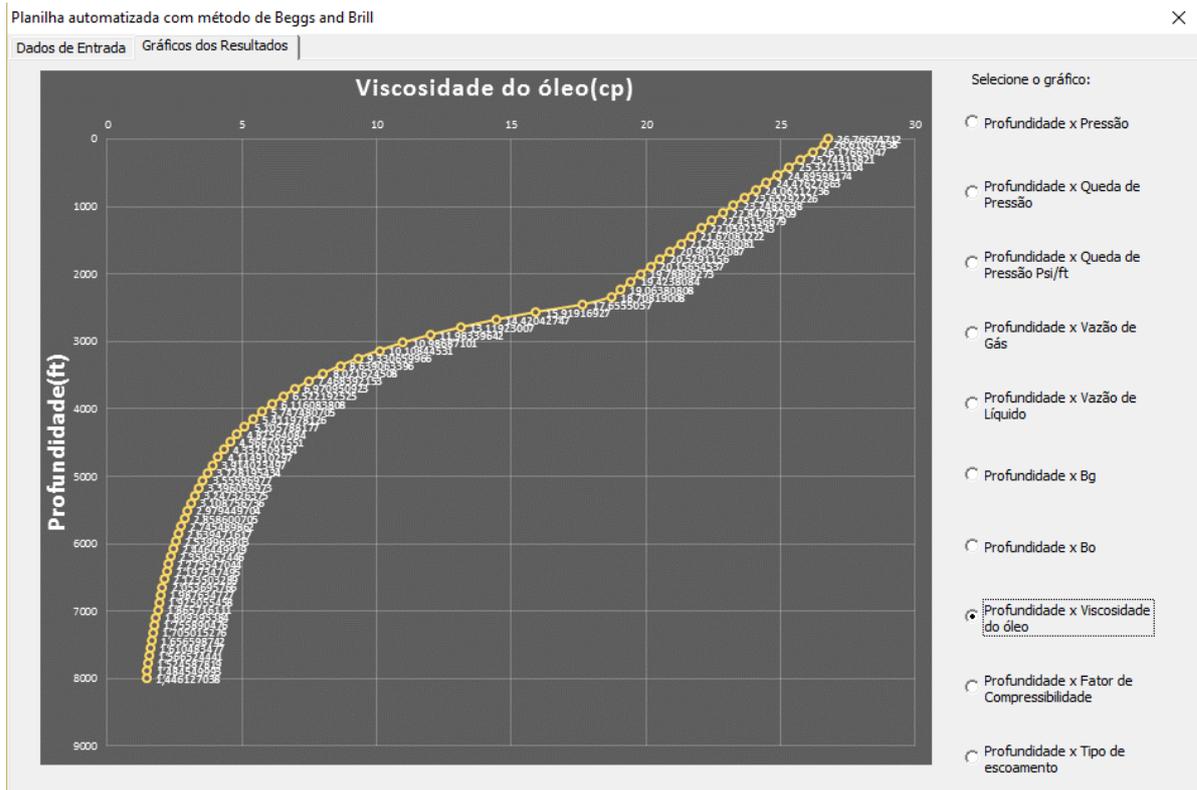
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.15 - Resultado 15 - Profundidade x Bo.



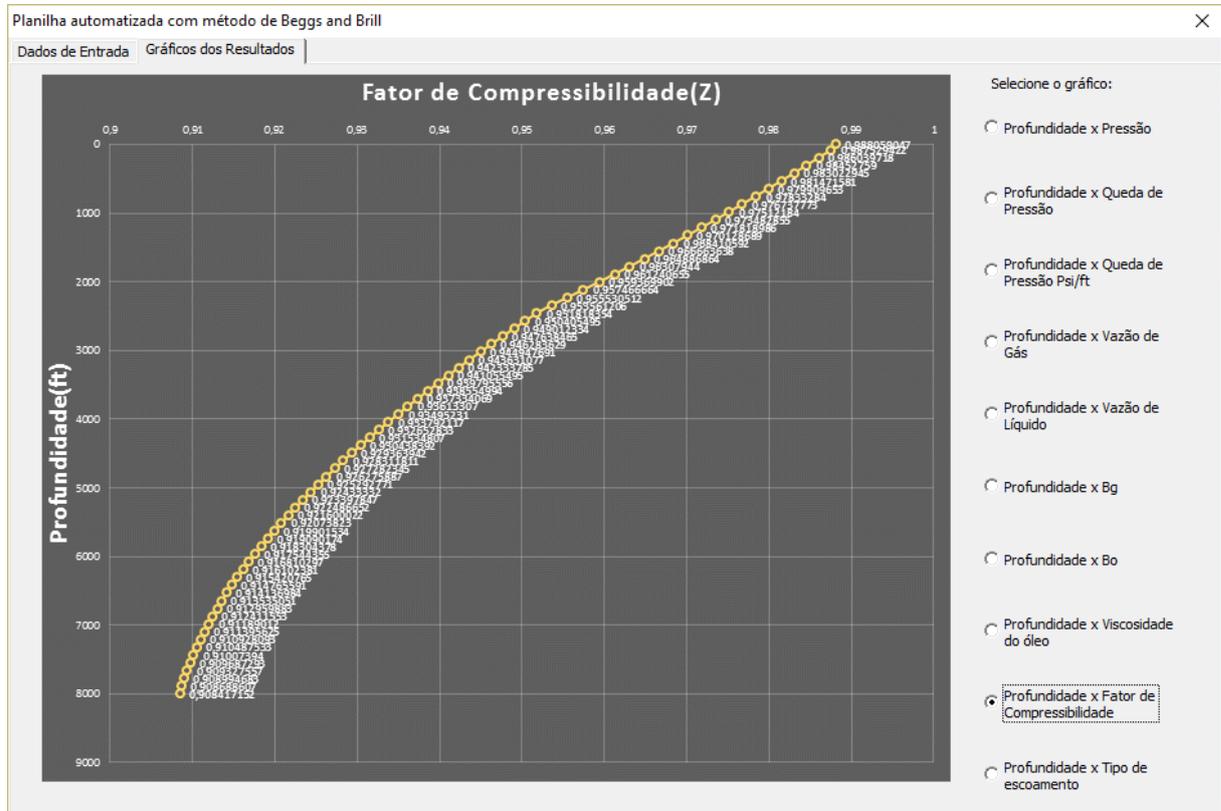
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.16 - Resultado 16 - Profundidade x Viscosidade do óleo.



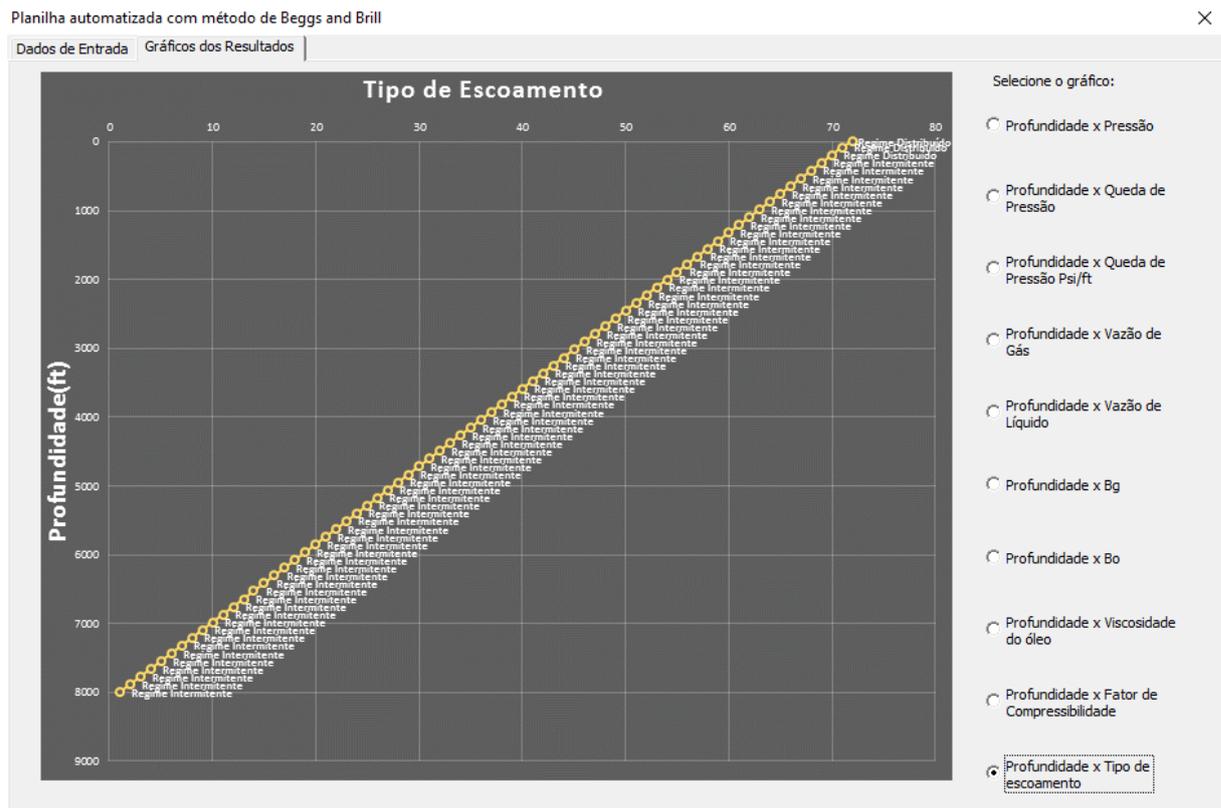
FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.17 - Resultado 17 - Profundidade x Fator de compressibilidade.



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

Figura 4.18 - Resultado 18 - Profundidade x Tipo de escoamento.



FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

4.2 Validação do simulador

Apesar dos comportamentos coerentes obtidos nos resultados da planilha, faz se necessária comparar os valores obtidos a partir dela com valores da literatura, buscando assim, inferir o nível de confiabilidade e aplicabilidade no qual a mesma se encontra. Foram utilizados dados de dois poços da literatura como comparativo para tais testes.

4.2.1 Validação 01

Tabela 4.2 - Dados de entrada da validação 01.

Dados de entrada	Valores	Unidades
Ângulo de inclinação	0	Graus
Tamanho das sessões	200	ft
Temperatura no fundo do poço	180	°F
Pressão no fundo do poço	3000	psia
Diâmetro Interno	5	in
Vazão de óleo	15000	STB/dia
Razão Gás-óleo	1000	scf/STB
Densidade relativa do óleo	32	°API
Densidade relativa do gás	0,71	
Profundidade	1000	ft

FONTE: ECONOMIDES ET AL, 1993.(Adaptado)

Tabela 4.3 - Erros relativos a validação 01

Propriedade	Unidade	Resultados da literatura	Resultados da planilha	Erro (%)
Razão de Solubilidade	ft ³ /bbl	562	557,21	0,85
Densidade do óleo	lbm/ft ³	46,8	45,53	2,71
Viscosidade do óleo	cp	0,69	0,69	0
Vazão de líquido	STB/dia	19350	19856	2,61
Fator volume-formação de óleo	-	1,29	1,32	2,32
Fator volume-formação de gás	-	0,005071	0,0052	2,54
Viscosidade do gás	cp	0,02	0,021	5
Vazão do gás	ft ³ /dia	33300	34337	3,11
Holdup do líquido	-	0,766	0,765	0,13
Holdup do gás	-	0,234	0,235	0,43
Velocidade da mistura	ft/s	12,05	12,38	2,74
Perda de carga total	psia	26,5	27,67	4,42

FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

O exemplo ilustra a perda de carga em um tubo horizontal. O exemplo foi escolhido para enfatizar o funcionamento da planilha em qualquer inclinação angular do tudo. Como podemos observar, os erros são satisfatórios, mostrando o bom funcionamento da planilha para poços horizontais.

4.2.2 Validação 02

Tabela 4.4 - Dados de entrada da validação 02.

Dados de entrada	Valores	Unidades
Ângulo de inclinação	90	Graus
Tamanho das sessões	200	ft
Temperatura no fundo do poço	180	°F
Pressão no fundo do poço	1700	psia
Diâmetro Interno	6	in
Vazão de óleo	10000	STB/dia
Razão Gás-óleo	1000	scf/STB
Densidade relativa do óleo	33	°API
Densidade relativa do gás	0,75	
Profundidade	1000	ft

FONTE: MUKERJEE E BRILL, 1999. (ADAPTADO)

Tabela 4.5 - Erros relativos a validação 02

Propriedade	Unidade	Resultados da literatura	Resultados da planilha	Erro (%)
Razão de Solubilidade	ft ³ /bbl	281	287,09	2,2
Densidade do óleo	lbm/ft ³	47,61	48,12	1,06
Viscosidade do óleo	cp	0,97	1,08	11,34
Fator volume-formação de óleo	-	1,197	1,186	0,92
Fator volume-formação de gás	-	0,0091	0,0097	6,6
Viscosidade do gás	cp	0,016	0,015	6,7
Perda de carga	psia/ft	0,209	0,214	2,24

FONTE: PRÓPRIO AUTOR.

O exemplo tem como objetivo abordar o escoamento vertical, visto que o horizontal foi abordado anteriormente. Os resultados são em alguns aspectos mais e em outros

menos satisfatórios quando comparados com o exemplo relatado na Tabela 4.2. Um aspecto destoante fica por conta do alto erro na estimativa da viscosidade do óleo. Porém, esse erro não é preocupante, devido ao valor analisado ser muito pequeno, de modo que o erro absoluto do mesmo seja bastante baixo.

5 CONCLUSÃO

Nessa sessão serão apresentadas as conclusões e as considerações finais a respeito do trabalho apresentado, a respeito do funcionamento da planilha de um modo geral, bem como dos resultados obtidos a partir dela. Os aspectos mais relevantes serão a confiabilidade, originalidade e possíveis aplicações da planilha.

5.1 Conclusões a respeito da planilha

Como sabemos, a elevação do petróleo representa um dos aspectos mais importantes em toda a cadeia produtiva do petróleo, sendo essa etapa, a principal responsável por levar o petróleo a superfície. Portanto, o desenvolvimento de trabalhos relacionados ao tema são absolutamente pertinentes, contribuindo, seja de forma acadêmica, seja de forma profissional com a indústria.

O layout da planilha é satisfatório, ele facilita a interação do usuário com o software, facilitando tanto no primeiro contato com o simulador, deixando bem claro o modo de funcionamento e os dados necessários para o funcionamento, quanto na obtenção dos resultados, fazendo com que o usuário não precise ter contato direto com a planilha, obtendo dessa forma, mais segurança quanto ao funcionamento da mesma.

A planilha se mostra bastante original e confiável na sua proposta, ela apresenta uma forma simples de análise e avaliação tanto das propriedades do fluido, quanto da perda de carga, podendo ser uma ferramenta bastante útil academicamente ou mesmo para aplicação em empresas, como um modo de obtenção simples e barata de estimativas iniciais a respeito do poço.

5.2 Conclusões a respeito dos resultados

Conhecer as perdas de carga durante a elevação do petróleo é sem dúvidas o principal objetivo em qualquer simulação a respeito da produção de petróleo. Porém, o conhecimento das propriedades e de como elas se comportam durante esse processo se faz crucial, pois a perda de carga e seu comportamento está diretamente ligado ao comportamento das propriedades.

Os resultados obtidos com a planilha são extremamente coerentes com o comportamento esperado de acordo com as correlações que simulam esse comportamento, o

que torna a planilha confiável no estudo de tais propriedades. Foi observado no estudo de caso analisado, uma diminuição do B_o ao longo do escoamento, devido a liberação de gás, diminuindo assim o volume do óleo. O B_g , diferentemente, aumentou ao longo do poço, pelo mesmo motivo. A viscosidade do óleo aumentou, tanto devido a liberação do gás que estava dissolvido, quanto pela diminuição de temperatura do poço, fator de grande influência na viscosidade.

O fator de compressibilidade apresentou, como esperado, comportamento relacionado influenciado pelas quedas de pressão e pelos gradientes de temperatura, se distanciando de um quando a diminuição da temperatura é preponderante à diminuição da pressão e se aproximando de um quando o oposto ocorre.

6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Inserir no simulador correlações que simulem a presença de água do poço de petróleo, pois negligenciar a mesma possui um erro considerável.
- Inserir uma correlação mais detalhada de transferência de calor entre fluido, coluna de produção e formação, buscando assim, melhorar a simulação de comportamento da temperatura ao longo do poço.
- Inserir correlações que possibilitem a análise do comportamento de pontos acima do ponto de bolha, aonde existiria um fluxo monofásico de líquido com gás dissolvido na água e no óleo.
- Criar um método de variar tanto o diâmetro de sessão, como a inclinação ao longo do poço, o que permitiria avaliar poços com diferentes comprimentos de sessões e poços inclinados, porém com ângulo variável ao longo do poço.
- Modificar o método de estimativa de pressão ao longo do poço. O método de estimativa de pressão iterativo utilizado, nos fornece um valor de boa qualidade, porém, devido ao elevado número de cálculos realizados, é necessário um tempo considerável para que as contas sejam feitas. Sendo esse tempo maior, quanto maior for o número de sessões. Assim, a inclusão de um método não iterativo acrescentaria um ganho de tempo nas contas realizadas no trabalho.
- Inclusão de listas de correlações. Existem inúmeras correlações capazes de interpretar o comportamento de uma propriedade com a variação das condições de pressão e temperatura, sendo que cada uma delas, simula esse comportamento de forma melhor em determinadas condições. Portanto, uma lista de correlações para cada propriedade faria com que fossem selecionadas as correlações que melhor simulariam o comportamento da propriedade nas condições determinadas.

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.
- BRADLEY, H. B. **Petroleum Engineering Handbook**. 3 Ed. Society of Petroleum Engineers, 1992.
- 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.
- 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.
- 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.
- ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. Ed. Rio de Janeiro. Interciência, 2006.
- MCCAIN JR. W.D. **The properties of Petroleum Fluids**. PennWell books, 2ª edição, Tulsa, 1990.