



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

**JOSÉ CLAUDIO BATISTA DE OLIVEIRA**

**ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE PRESSÃO EM POÇO VERTICAL COM  
ESCOAMENTO MONOFÁSICO DE GÁS UTILIZANDO O MÉTODO DE BEGGS E  
BRILL (1973)**

**FORTALEZA**

**2017**

JOSÉ CLAUDIO BATISTA DE OLIVEIRA

ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE PRESSÃO EM POÇO VERTICAL COM ESCOAMENTO  
MONOFÁSICO DE GÁS UTILIZANDO O MÉTODO DE BEGGS E BRILL (1973)

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 Bacharel em Engenharia de Petróleo.

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

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- O47a Oliveira, José Claudio Batista de.  
Análise da variação de pressão em poço vertical com escoamento monofásico de gás utilizando o método de Beggs e Brill (1973) / José Claudio Batista de Oliveira. – 2017.  
50 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2017.  
Orientação: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte.
1. Perfil de Pressão. 2. Escoamento Monofásico. 3. Gás. 4. Poço. I. Título.

CDD 665.5092

---

JOSÉ CLAUDIO BATISTA DE OLIVEIRA

ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE PRESSÃO EM POÇO VERTICAL COM ESCOAMENTO  
MONOFÁSICO DE GÁS UTILIZANDO O MÉTODO DE BEGGS E BRILL (1973)

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 Bacharel em Engenharia de Petróleo.

**Aprovada em: 19/01/2017.**

BANCA EXAMINADORA

---

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

---

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Natália Maria Cordeiro Barroso  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Msc. Filipe Xavier Feitosa  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Agostinho Batista (in  
memoriam) e Cleonilce Moreira.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente ao meu pai, Agostinho Batista de Oliveira (in memoriam), por ter grande contribuição na formação do meu caráter.

A minha mãe, Cleonilce Moreira da Silva, pela sua vontade e perseverança pela minha formação acadêmica.

Ao meu irmão, Agostinho Filho, e sua esposa, Melissa Machado, por terem me proporcionado auxílio durante todos os meus anos de graduação.

Aos meus irmãos, Antônio Edílson, Cristiano Batista e Henrique Batista, pelas palavras de motivação e, principalmente, por acreditarem em minha força de vontade.

A minha namorada, Roberta Guimarães Cavalcante de Castro, pelo enorme apoio e companhia durante esse meu período de formação profissional.

Ao meu orientador, Vitor Moreira da Rocha Ponte, por sua disponibilidade, paciência, carinho e confiança durante a elaboração deste trabalho.

Aos meus amigos, Filipe Serpa, João Henrique, Júnior Paiva, Leonardo Pereira, Luiz Eduardo e Rafael Façanha, pelas lições de vida e experiências trocadas ao longo desses anos.

A todos os meus amigos e parentes, que de alguma forma, contribuíram para a minha jornada de graduando.

“Há, verdadeiramente, duas coisas diferentes: saber e crer que se sabe. A ciência consiste em saber; em crer que se sabe reside a ignorância.”

(Hipócrates)

## RESUMO

O estudo de escoamento em poços é uma etapa do processo produtivo que envolve muitas pesquisas. Nesse processo, o conhecimento do perfil pressão ao longo do poço tornou-se um fator importante para o estudo do escoamento de hidrocarbonetos em poços de petróleo. Assim, objetiva-se neste trabalho a análise da variação de pressão em um poço através da implementação do Método de Beggs e Brill usando como ferramenta o Microsoft Office Excel® (2013). Essa análise consiste em realizar um refino do poço para diferentes profundidades, dividindo-o em seções, de modo a obter um número mínimo de seções que reproduz o perfil de pressão com o menor erro possível. Ademais, realiza-se uma comparação do erro relativo para três densidades diferentes do fluido e posteriormente obtém-se perfis de propriedades como fator de compressibilidade, vazão, pressão e temperatura pseudoreduzidas. Inseriu-se um algoritmo de marcha a fim de obter uma melhor aproximação da realidade, em que todas as propriedades são calculadas por seção e baseadas em correlações que permitem captar alterações de pressão e temperatura em cada seção do poço. Nesse sentido, os dados obtidos da planilha podem ser visualizados de forma gráfica favorecendo a leitura e compreensão dos resultados. A planilha demonstrou um bom desempenho ao simular o escoamento monofásico de gás, sendo uma ferramenta didática para o estudo de elevação de petróleo.

**Palavras-chave:** Perfil de pressão. Escoamento monofásico. Gás. Poço.

## ABSTRACT

The study of fluid flow in petroleum wells is a stage in the production process that involves extensive research. In this stage, the knowledge of the pressure profile along the well has become an important factor in the study of hydrocarbon flow in petroleum wells. Thus, the objective of this work is to analyze the variation of pressure along a well through the implementation of Beggs and Brill method using Microsoft Office Excel® (2013). This analysis consists of refining the well for different depths, dividing it in sections, such that the minimal number of sections to represent the pressure profile with the smallest error possible is obtained. Furthermore, a comparison of the relative error for three different fluid densities is made and, after that, profiles for properties such as compressibility factor, flow rate and pseudo-reduced pressure and temperature are obtained. A marching algorithm was inserted in order to obtain a better approximation of reality, since all the properties are calculated by sections and are based in correlations that account for pressure and temperature changes in every well section. In that sense, the data obtained from the spreadsheet are exposed graphically, favoring the reading and comprehension of the results. The spreadsheet showed good performance on the simulation of a single-phase gas flow, showing itself as a learning tool for studying petroleum production.

**Keywords:** Pressure profile. Single-phase flow. Gas. Well.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Poço dividido em seções.....	23
Figura 2	– Perfil de pressão em poço de seis mil pés de comprimento.....	27
Figura 3	– Perfil de pressão em poço de oito mil pés de comprimento.....	27
Figura 4	– Perfil de pressão em poço de dez mil pés de comprimento.....	28
Figura 5	– Perfil de pressão em poço de doze mil pés de comprimento.....	28
Figura 6	– Erro relativo para uma pressão equivalente a $10\text{lb}_m/\text{gal}$ .....	29
Figura 7	– Erro relativo em poço de profundidade de 6.000 pés.....	31
Figura 8	– Fator de compressibilidade versus pressão pseudoreduzida em poço de 6.000 pés.....	32
Figura 9	– Fator de compressibilidade versus pressão pseudoreduzida em poço de 12.000 pés.....	32
Figura 10	– Fator de compressibilidade versus temperatura pseudoreduzida em poço de 6.000 pés.....	33
Figura 11	– Fator de compressibilidade versus temperatura pseudoreduzida em poço de 12.000 pés.....	34
Figura 12	– Vazão em toda extensão do poço.....	35

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades do poço.....	25
Tabela 2 – Frações molares.....	26
Tabela 3 – Profundidade, temperatura e pressão.....	26
Tabela 4 – Erro relativo máximo.....	30

## LISTA DE SÍMBOLOS

$P_1$	Pressão na fronteira inferior da seção (psia)
$P_2$	Pressão na fronteira superior da seção (psia)
$T_1$	Temperatura na fronteira inferior da seção (°R)
$T_2$	Temperatura na fronteira superior da seção (°R)
$s$	Constante (adimensional)
$f_f$	Fator de atrito de Fanny (adimensional)
$D$	Diâmetro interno do poço (in)
$\bar{T}$	Temperatura média (°R)
$q$	Vazão de gás (scf/d)
$\theta$	Inclinação do poço (°)
$\bar{Z}$	Fator de compressibilidade médio do gás (adimensional)
$A$	Constante (adimensional)
$B$	Constante (adimensional)
$C$	Constante (adimensional)
$D$	Constante (adimensional)
$T_{pr}$	Temperatura pseudo-reduzida (adimensional)
$p_{pr}$	Pressão pseudo-reduzida (adimensional)
$T_{pc}$	Temperatura pseudo-crítica (°R)
$P_{pc}$	Pressão pseudo-crítica (psia)
$\gamma_g$	Densidade relativa do gás (adimensional)
$\epsilon$	Rugosidade relativa do poço (adimensional)
$N_{Re}$	Número de Reynolds (adimensional)
$\mu_g$	Viscosidade do gás (cp)
$\rho_g$	Densidade do gás (lb <sub>m</sub> /ft <sup>3</sup> )
$M_g$	Massa molar do gás (lb <sub>m</sub> / lb <sub>m</sub> -mol)
$L$	Comprimento do poço (ft)

$H$	Distância vertical (ft)
$x_i$	Fração molar do componente 'i' (adimensional)
$M_i$	Massa molar do componente 'i' (lb <sub>m</sub> / lb <sub>m</sub> -mol)

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	15
<b>2 REVISÃO DE LITERATURA</b> .....	17
<b>2.1 Método de Beggs e Brill (1973)</b> .....	18
<b>2.2 Hipóteses do Método</b> .....	18
<b>2.3 Equações Governantes</b> .....	19
<b>2.3.1 Equação da Pressão</b> .....	19
<b>2.3.2 Propriedades</b> .....	20
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	23
<b>3.1 Materiais e Métodos</b> .....	23
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	25
<b>4.1 Estudo do Perfil de Pressão</b> .....	25
<b>4.1.1 Estudo de Caso 1</b> .....	26
<b>4.1.2 Estudo de Caso 2</b> .....	30
<b>4.2 Estudo de Propriedades</b> .....	31
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	36
<b>5.1 Sugestão para Trabalhos Futuros</b> .....	37
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	38
<b>APÊNDICE A – PLANILHA DE CÁLCULO DE QUEDA DE PRESSÃO PELO MÉTODO DE BEGGS E BRILL (1973)</b> .....	40
<b>APÊNDICE B – PERFIL DE PRESSÃO EM POÇOS TOTALMENTE VERTICAIS</b> ..	42
<b>APÊNDICE C – ERRO RELATIVO DO PERFIL DE PRESSÃO EM FUNÇÃO DA PROFUNDIDADE DO POÇO</b> .....	46
<b>APÊNDICE D – ERRO RELATIVO DO PERFIL DE PRESSÃO EM FUNÇÃO DA PRESSÃO EQUIVALENTE</b> .....	47
<b>APÊNDICE E – PERFIL DO FATOR DE COMPRESSIBILIDADE DO GÁS</b> .....	49

## 1 INTRODUÇÃO

A elevação de petróleo até a superfície envolve inúmeras etapas desde o escoamento dos fluidos dentro do reservatório até a chegada do mesmo à superfície, ao percorrer todo o poço. Sendo assim, o uso de técnicas de produção de petróleo é uma das áreas que mais necessitam de tecnologia. O poço de petróleo, em especial, é alvo de grandes pesquisas com o objetivo de descrever todos os fenômenos que ocorrem em seu interior que dependendo das condições de temperatura e pressão os fluidos do reservatório apresentam determinadas propriedades que são utilizadas para descrever seu comportamento.

O escoamento dos fluidos através da coluna de produção sofre influência de diversos fatores que podem causar perda de energia no deslocamento do fluido, como as perdas de energia por fricção que são ocasionadas pelo movimento dos fluidos quando em contato com a parede do poço. Além disso, de acordo com Thomas et al. (2001), a vazão do fluido, a rugosidade e o diâmetro da coluna de produção interferem de forma direta nas perdas de pressão ao longo do poço.

Um estudo do comportamento dos fluidos ao longo do poço torna-se primordial para detectar problemas com o funcionamento da coluna de produção ou mesmo a ocorrência de vazamento de fluidos para a formação. Dessa forma, a elevação natural de fluidos de reservatório tem avançado bastante quanto ao uso de tecnologias que buscam calcular perda de energia do escoamento e simular todo o processo de fluxo ao longo de um poço. Assim, *softwares* de petróleo foram desenvolvidos com o objetivo de propiciar uma ferramenta capaz de simular todo o processo de produção e estudar esse mecanismo de fluxo no poço.

O conhecimento do comportamento dinâmico da pressão, das vazões das fases e dos padrões de escoamento durante o escoamento simultâneo de gás e líquido é fundamental para o projeto de sistemas da indústria química e de petróleo (BEGGS E BRILL, 1982). Nesse âmbito, há diversos métodos de cálculo do gradiente de pressão do poço como, por exemplo, o Método de Beggs e Brill (1973) comumente utilizado para fluxos monofásico e bifásico em poços verticais e direcionais, o Método de Hagedorn e Brown (1965) que se aplica somente a poços verticais, sem inclinação, com escoamento multifásico. Há também outros métodos que são uma adaptação de um método anterior, mas que todos eles são baseados em correlações de propriedades de fluidos como viscosidade, fator de compressibilidade, densidade, entre outras calculadas em função da temperatura e pressão.

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma análise do perfil de pressão com o refino de poço para se obter uma estimativa do número de seções necessárias para representar o perfil de pressão com a menor margem de erro. Toda a análise será feita com base em escoamento monofásico de gás em um poço vertical. Além disso, algumas propriedades, como vazão e fator de compressibilidade, ao longo de um poço vertical com escoamento monofásico de gás serão analisadas. Para isso, será utilizado o Microsoft Excel (2013) como ferramenta para todos os cálculos de propriedades baseadas em correlações da literatura e para demonstrações de resultados por gráficos. Basicamente, será elaborada uma planilha que contém valores iniciais de dados de poço e reservatório que serão utilizados para estimar pressão e outras propriedades dos gases em cada seção do poço.

## 2 REVISÃO DE LITERATURA

A descrição do perfil de pressão durante o escoamento de um líquido no interior de um duto é necessária nos projetos na indústria do petróleo, na indústria de processos químicos e nos projetos de reatores nucleares. Na indústria petrolífera, o escoamento pode ser multifásico, bifásico ou monofásico e os métodos desenvolvidos devem permitir a descrição de perda de carga no duto.

Vários métodos e correlações têm sido desenvolvidos para descrever o gradiente de pressão nos escoamentos em dutos. O que distingue os métodos e correlações são o tipo de escoamento, algumas hipóteses consideradas e as condições de temperatura e pressão nos quais os líquidos se encontram. É possível também encontrar trabalhos experimentais cujo principal objetivo é obter um perfil para a pressão ao longo do duto em determinadas condições específicas. Sardeshpande, Shastri e Ranade (2016) realizaram um experimento com fluxo em dutos de líquidos imiscíveis, óleo e gás, para determinar a queda de pressão em todo o canal. Eles utilizaram tubos com 19 mm de diâmetro e todos os resultados foram obtidos através de correlações, como número de Reynolds, fator de atrito, dentre outras.

Firoozabadi, Rahimzade e Pourafshari (2011) publicaram um estudo de fluxo de gás condensado em que eles analisam a acurácia dos métodos e correlações utilizados para o cálculo de perda de carga em um duto. Entre os modelos analisados estavam o de (SIWON, 1987) que é uma correlação que calcula o gradiente de pressão em casos de escoamento de água. Outro modelo testado nesse trabalho é o de Yuan et al. (1999) que se aplica a escoamentos em tubos de policloreto de polivinila (PVC) com diâmetro interno de 2,56 cm.

Um dos métodos mais utilizados para escoamento é o método de Beggs e Brill (1973), que consiste em uma aproximação da perda de carga como sendo uma soma das contribuições do gradiente de pressão devido à energia cinética, à energia hidrostática e à energia potencial gravitacional. Tem ampla aplicabilidade na indústria do petróleo pois compõem-se de correlações de cálculo de propriedades como viscosidade, fator de atrito, dentre outras que possuem boa acurácia.

Sarah, Julius e Mary-ann (2014) utilizou esse método para verificar o perfil de pressão para escoamentos bifásicos. O estudo consistiu em obter os diferentes perfis para variações na razão gás líquido. Eles perceberam que o método de Beggs e Brill (1973) tinha ótima acurácia quando o intervalo de pressão estava entre 21 Mpa e 31 Mpa com comprimento do poço variando entre 3658 m e 5182 m.

## 2.1 Método de Beggs e Brill (1973)

O método de Beggs e Brill (1973) foi o primeiro a prever o comportamento de fluidos em todos os ângulos de inclinação do poço. Ele é baseado no fluxo que deveria ocorrer caso o escoamento fosse horizontal. Então, usam-se correlações que adaptam o escoamento horizontal a qualquer inclinação do poço, inclusive quando o mesmo está na posição vertical que é o objeto de estudo deste trabalho. Ao dividir o poço em várias seções, Beggs e Brill (1973) realiza um balanço de energia mecânica com base na densidade média do fluido para calcular o perfil de pressão. Os próximos tópicos detalham melhor as hipóteses e correlações utilizadas neste trabalho.

## 2.2 Hipóteses do Método

Na elaboração de uma planilha de cálculo de escoamento de gás foi necessário considerar algumas hipóteses. Elas são suficientes para tornar a execução da planilha mais satisfatória, ou seja, que reproduza o máximo possível os eventos que ocorrem em uma elevação de poço surgente. Seguem abaixo as suposições:

- I. Área da seção transversal do poço constante;
- II. Escoamento monofásico, apenas gás;
- III. Escoamento permanente, unidirecional e compressível;
- IV. Gradiente geotérmico linear;
- V. Não há produção de água;
- VI. Queda de pressão do poço por energia cinética negligenciada;

A equação que determina a pressão ao longo do poço foi inicialmente obtida com um balanço de massa e momento sem variação de massa dentro do volume de controle com um fluxo unidirecional. Para a conservação de momento considerou-se um volume de controle estacionário com fluxo de gás através de suas fronteiras, surgindo assim hipótese de escoamento permanente, unidirecional e monofásico.

Conforme mencionado acima, o fluxo no poço é constituído apenas de gás, que possui uma compressibilidade considerada pelo fator de compressibilidade, e sem produção de água em um poço com seção transversal constante em toda sua extensão.

A perda de carga no poço por energia cinética é desconsiderada visto que não há expansão ou contração na seção transversal do poço, logo sua contribuição na queda de pressão total do poço torna-se insignificante. Além disso, a determinação do perfil de temperatura do fundo do poço até a superfície é linear, uma vez que a literatura admite uma aproximação linear e um gradiente geotérmico de 3°C por 100 metros de profundidade. A próxima seção descreverá as principais equações e correlações aplicadas neste trabalho.

## 2.3 Equações Governantes

As equações que modelam o escoamento de gás no poço foram obtidas por correlações existentes na literatura. As próximas seções mostrarão as equações para modelagem de escoamento de gases em poços verticais.

### 2.3.1 Equação da Pressão

A equação da pressão para escoamento monofásico de gás em poços verticais leva em consideração o fator de compressibilidade do gás no balanço de energia mecânica, como observado a seguir:

$$P_2^2 = e^s P_1^2 + 2.685 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{f_f (\bar{Z} \bar{T} q)^2}{\sin \theta \cdot D^5} \cdot (e^s - 1). \quad (1)$$

Na equação acima,  $P_1$  é a pressão da fronteira inferior da seção do poço,  $P_2$  é a pressão da fronteira superior da seção do poço,  $s$  é uma constante adimensional,  $f_f$  é o fator de atrito de Fanny,  $\bar{Z}$  é o fator de compressibilidade do gás obtido na temperatura média ( $\bar{T}$ ) da seção do poço,  $D$  é o diâmetro interno do poço,  $q$  a vazão de gás de fundo de poço,  $e$  é o número de Euler e  $\theta$  é o ângulo de inclinação do poço com a horizontal, neste caso é 90°. A Eq. (1) é utilizada quando o fluxo de gás é no sentido ascendente, i.e., do fundo do poço à superfície.

### 2.3.2 Propriedades

Esta seção detém exclusivamente as correlações de propriedades como densidade, viscosidade, fator de atrito, fator de compressibilidade, dentre outras. O comportamento do gás natural no poço é modelado através de uma modificação de uma das equações de Brill e Beggs (1978) que fornece valores de  $Z$  com precisão suficiente para a maioria dos cálculos de engenharia:

$$Z = A + \frac{1-A}{\exp B} + Cp_{pr}^D, \quad (2)$$

onde  $A$ ,  $B$ ,  $C$  e  $D$  são constantes calculadas a partir da temperatura pseudoreduzida  $T_{pr}$  e da pressão pseudoreduzida  $p_{pr}$ , tais como:

$$A = 1,39(T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{pr} - 0,101, \quad (2.1)$$

$$B = (0,62 - 0,23T_{pr})p_{pr} + \left( \frac{0,066}{T_{pr} - 0,86} - 0,037 \right) p_{pr}^2 + \frac{0,32}{10^{9(T_{pr}-1)}} p_{pr}^6, \quad (2.2)$$

$$C = 0,132 - 0,32 \log T_{pr}, \quad (2.3)$$

$$D = \text{antilog} (0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824T_{pr}^2). \quad (2.4)$$

Os intervalos de aplicabilidade da Eq. (2) são  $1,2 < T_{pr} < 2,4$  e  $0 < p_{pr} < 13$ , com erro máximo de 3,93% em relação aos valores de  $Z$  obtidos da carta de Standing e Katz (1942). As propriedades pseudoreduzidas,  $T_{pr}$  e  $p_{pr}$ , são obtidas através das seguintes razões:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}, \quad (3)$$

$$p_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}, \quad (4)$$

em que  $P_{pc}$  e  $T_{pc}$  são a pressão e temperatura pseudocríticas calculadas das equações de Standing (1951), conforme mostra abaixo:

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12,5\gamma_g^2, \quad (5)$$

$$p_{pc} = 677 + 15\gamma_g - 37,5\gamma_g^2. \quad (6)$$

A constante  $\gamma_g$  que aparece nas Eqs. (5) e (6) corresponde à densidade relativa do gás natural. A temperatura média da Eq. (1) pode ser calculada pela média logarítmica das temperaturas obtida por Bradley (1987):

$$\bar{T} = \frac{T_2 - T_1}{\ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right)}. \quad (7)$$

Assim, o fator de atrito de Fanny da Eq. (1) é calculado utilizando-se uma equação explícita, a equação de Chen (1979):

$$\frac{1}{\sqrt{f_f}} = -4 \log \left\{ \frac{\epsilon}{3,7065} - \frac{5,0452}{N_{Re}} \log \left[ \frac{\epsilon^{1,1098}}{2,8257} + \left( \frac{7,149}{N_{Re}} \right)^{0,8981} \right] \right\}, \quad (8)$$

onde  $\epsilon$  é a rugosidade relativa do poço e o número de Reynolds é dado por:

$$N_{Re} = \frac{20,09q\gamma_g}{\mu_g D}. \quad (9)$$

A viscosidade do gás natural, que varia com a temperatura e depende tanto da densidade quanto da sua massa molar  $M_g$  é dada por

$$\mu_g = A \exp(B\rho_g^C) (10^{-4}), \quad (10)$$

onde

$$A = \frac{(9,379 + 0,01607M_g) T^{1,5}}{209,2 + 19,26M_g + T}, \quad (10.1)$$

$$B = 3,448 + \left( \frac{986,4}{T} \right) + 0,01009M_g, \quad (10.2)$$

$$C = 2,447 - 0,2224B. \quad (10.3)$$

A constante  $s$  que aparece na Eq. (1) é representada abaixo por:

$$s = \frac{-0,0375\gamma_g \sin \theta L}{\bar{Z}\bar{T}}. \quad (11)$$

A densidade relativa do gás é calculada por

$$\gamma_g = \sum_{i=1}^n x_i M_i, \quad (12)$$

onde  $x_i$  e  $M_i$  são a fração molar e a massa molar do componente  $i$ , respectivamente. Por último, tem-se a equação da vazão de gás ao longo de todo o poço dada por:

$$q = 200.000 \left[ \frac{sD^5 (p_1^2 - e^s p_2^2)}{\gamma_g \bar{T} \bar{Z} H f (e^s - 1)} \right]^{0,5}. \quad (13)$$

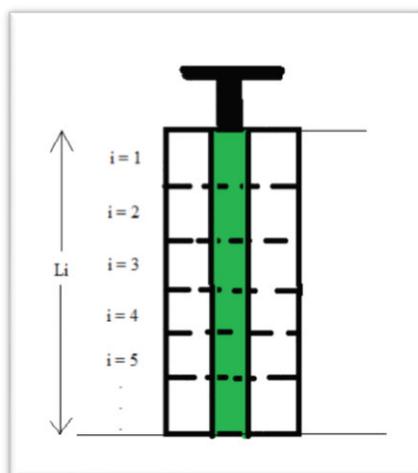
### 3 METODOLOGIA

Nesta seção, serão mostrados alguns detalhes sobre o método de cálculo do perfil de pressão do escoamento de gases em poços.

#### 3.1 Materiais e Métodos

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o Microsoft Excel (2013) como ferramenta do cálculo de fluxo de gás no poço e também para demonstração dos resultados por meio de gráficos e tabelas. Inicialmente, um poço totalmente vertical foi considerado para escoamento de gás composto por uma mistura de hidrocarbonetos. Esse poço foi dividido, ao longo de sua extensão, em pequenas seções de comprimentos iguais e fixos, conforme mostra:

Figura 1 – Poço dividido em seções.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Essa divisão é necessária quando se quer obter a pressão com uma maior acurácia, diminuindo assim os erros causados por aproximações. Após essa divisão, em cada seção foi realizado o cálculo de propriedades e posteriormente estimou-se o perfil de pressão.

Para a primeira seção (mais próxima ao reservatório) foi determinado seu comprimento e, em seguida, estima-se uma pressão média dentro da seção, que é utilizada para o cálculo de algumas propriedades. Assim, calcula-se a pressão pseudoreduzida, fator de atrito de Fanny, fator de compressibilidade do gás, dentre outros.

Conhecidas essas propriedades no centro de cada seção do poço, determina-se uma pressão na fronteira acima da seção e a partir das pressões nas fronteiras acha-se a pressão

média da própria seção. Esta é utilizada para realizar todos os cálculos de propriedades citados anteriormente até se obter uma nova pressão da fronteira da seção.

Com essa nova pressão de fronteira é calculada uma nova pressão média e assim verifica-se o erro relativo, se for maior que 0,1% todo o procedimento anterior é reiniciado até se obter um erro de, no máximo 0,1%.

Após esse cálculo para a primeira seção, o mesmo cálculo é realizado para todas as seções seguintes, até que se tenham calculadas as pressões de todas as seções do poço, tanto a pressão média de cada seção quanto as pressões de fronteira. Ao final, pode-se calcular a queda de pressão total no poço como sendo a soma de quedas de pressão em cada seção em que foi dividido, que é o objetivo deste trabalho.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção serão apresentados os resultados e discussões sobre o cálculo da pressão e suas propriedades. Primeiramente, serão apresentados gráficos do perfil de pressão de um poço a partir de correlações já apresentadas junto com um estudo de refino do poço. O estudo foi realizado com poços de quatro profundidades: 6.000 pés, 8.000 pés, 10.000 pés e 12.000 pés. O objetivo é determinar o número mínimo de seções necessário para se obter um perfil de pressão com menor erro possível. Complementar a isso, um gráfico de erro para cada número de seções será discutido com base na solução do perfil de pressão obtido. No segundo momento, gráficos de propriedades como fator de compressibilidade e vazão serão analisados. Os dados utilizados nessa simulação foram retirados da literatura uma vez que as informações de poços reais são escassas e de difícil acesso. Todos os resultados foram produzidos para um poço totalmente vertical e com escoamento monofásico de gás.

### 4.1 Estudo do Perfil de Pressão

O fluido utilizado para simulação é composto de hidrocarbonetos com nove componentes, caracterizando-se por ser um fluido com baixa densidade. O fluxo de gás no poço é de baixo para cima, ou seja, trata-se de um caso de recuperação primária de gás com fluxo ascendente. As propriedades de poço são dadas na Tabela (1), conforme observa-se abaixo:

Tabela 1 – Propriedades do poço.

Propriedade	Valor	Unidade
Inclinação do poço	90	°
Diâmetro interno do poço	2,259	In
Vazão de gás	2000	MSCF/d
Rugosidade relativa do poço	0,0006	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

A composição do fluido é dada pela fração molar de cada componente, na Tabela (2) abaixo.

Tabela 2 – Frações molares.

Componente	Fração molar global
C1	0,875
C2	0,083
C3	0,021
i-C4	0,006
n-C4	0,002
i-C5	0,003
n-C5	0,008
n-C6	0,001
C7+	0,001

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dados das Tabs. (1) e (2) foram utilizados como parâmetros de entrada em todas as análises de perfil de pressão deste trabalho.

#### 4.1.1 Estudo de Caso 1

No primeiro caso, tem-se abaixo uma tabela com propriedades dos poços de acordo com sua profundidade. Para os resultados das Figs. (2) a (5) foram considerados os dados que seguem:

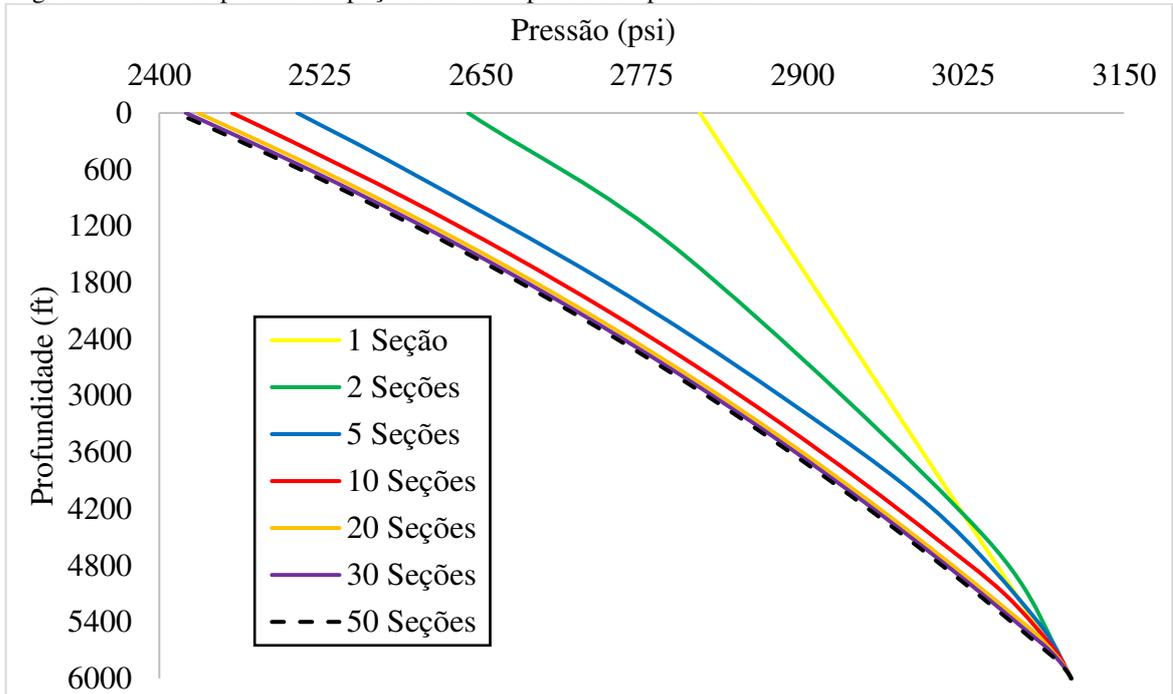
Tabela 3 – Profundidade, temperatura e pressão.

Profundidade (ft)	Temperatura de fundo de poço (°R)	Pressão de fundo de poço (psi)
6.000	573	3.109
8.000	592	4.145
10.000	610	5.182
12.000	629	6.218

Fonte: Elaborada pelo autor.

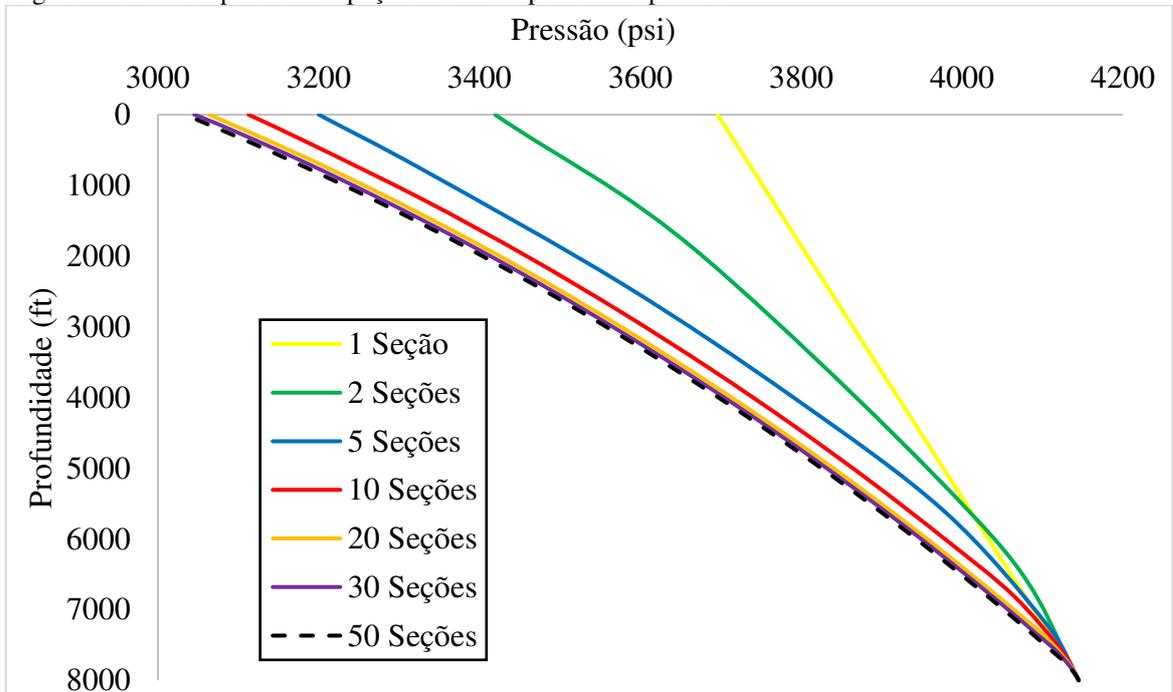
Como explicitado na metodologia, as figuras a seguir mostram o perfil de pressão ao longo do poço junto com o refino de poço para profundidades mostradas acima e com pressão equivalente a 10 lb<sub>m</sub>/gal. Os perfis de pressão para 15 lb<sub>m</sub>/gal e 20 lb<sub>m</sub>/gal estão disponíveis no Apêndice B.

Figura 2 - Perfil de pressão em poço de seis mil pés de comprimento.



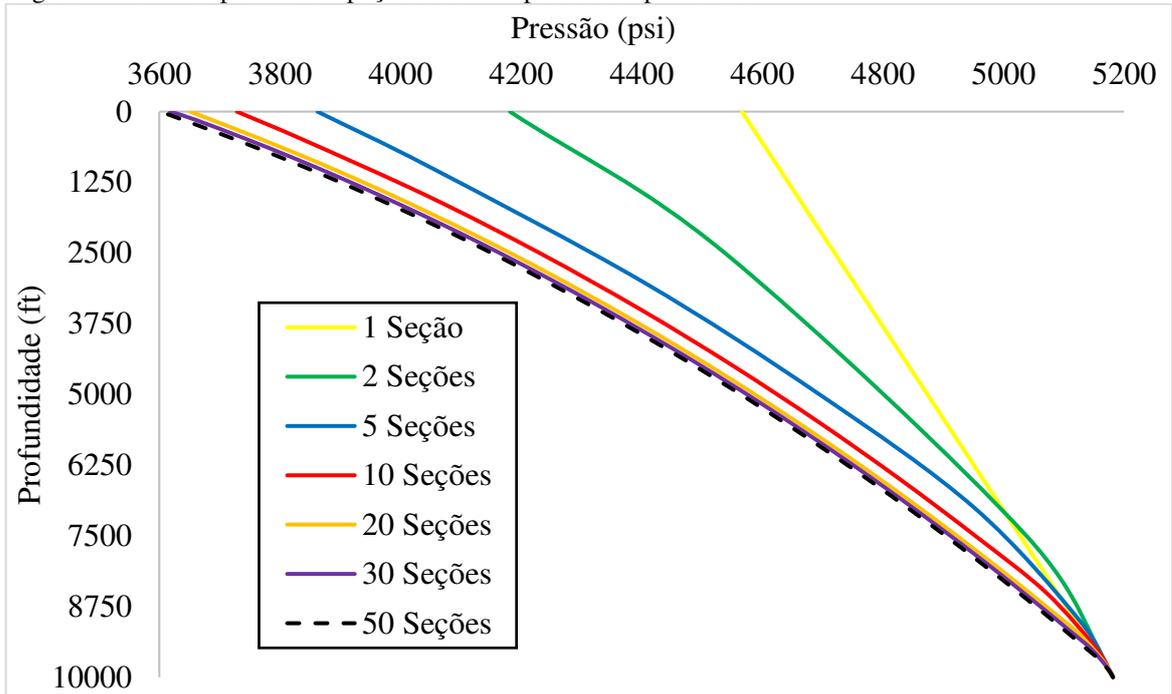
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3 - Perfil de pressão em poço de oito mil pés de comprimento.



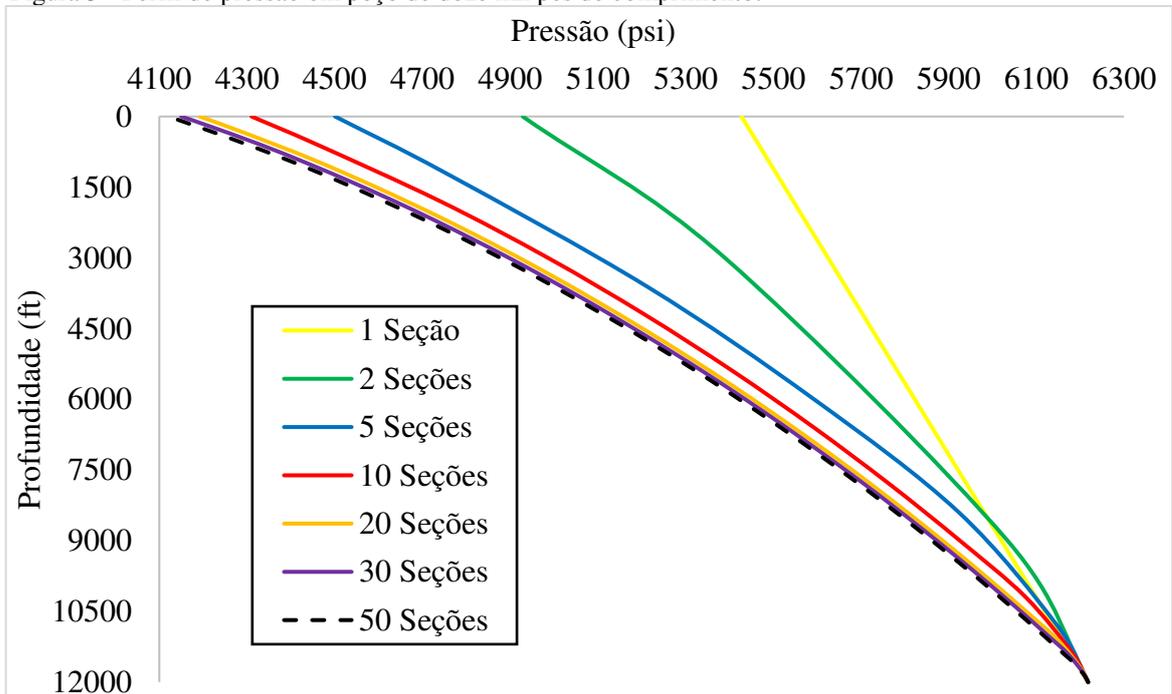
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4 - Perfil de pressão em poço de dez mil pés de comprimento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5 - Perfil de pressão em poço de doze mil pés de comprimento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas figuras (2) a (5), verifica-se uma queda da pressão não linear no qual a pressão diminui quanto mais próximo da superfície, pois o escoamento sofre perda de pressão

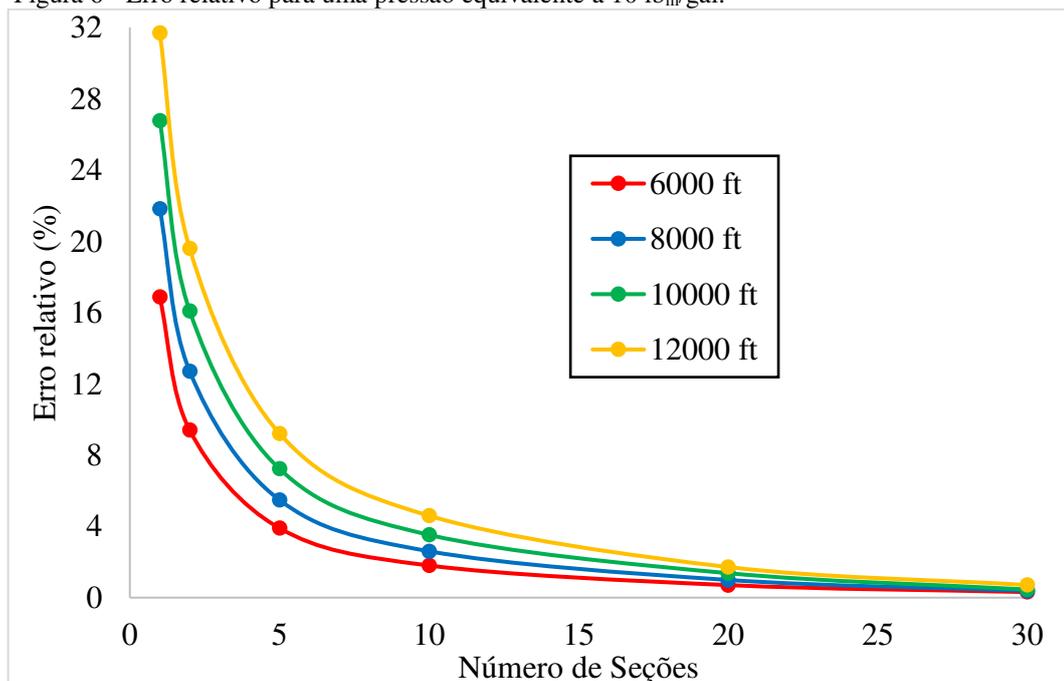
considerável. Além disso, esse perfil pode ser estudado ponto-a-ponto ao longo do escoamento, i.e., é possível verificar a pressão nas fronteiras e no centro de cada seção do poço.

Uma outra abordagem é o estudo do número de seções do poço. Essa parte é importante porque mostra o número de seções mais adequado para representar o perfil de pressão. Percebe-se que a solução do perfil de pressão se translada para baixo em virtude do maior número de seções utilizado no cálculo. Esse fenômeno acontece porque todas as propriedades são calculadas considerando a média de temperatura e a pressão média no centro de cada seção. Portanto, aumentando-se as seções tem-se um número maior de pressões calculadas em todo o poço e conseqüentemente seu perfil torna-se mais preciso.

Conforme mostrado nas figuras acima, a solução mais próxima do real foi aquela com o poço dividido com cinquenta seções. Nota-se assim que o uso de um número maior que trinta não é adequado visto que a solução com trinta seções quando comparada com a de cinquenta seções não teve mudanças significativas. Logo, um número de trinta seções já é suficiente para se obter o perfil de pressão mais próximo do real, para todas as profundidades de poço estudadas aqui.

A Figura (6) ilustra melhor, como mostra abaixo, o comportamento do erro relativo, para os casos acima mencionados, com o crescente número de seções em que o poço foi seccionado.

Figura 6 - Erro relativo para uma pressão equivalente a 10 lb<sub>m</sub>/gal.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Verifica-se que o erro é decrescente com o refino do poço, como esperado. Para o poço dividido em 20 e 30 seções, por exemplo, o erro é menor que 5% aproximadamente, quando comparado com a solução obtida com 50 seções, para todas as profundidades. Por sua vez, o erro relativo com uma seção é bastante alta porque todas as propriedades são calculadas com base em uma única temperatura média. Os demais resultados do erro relativo para pressões equivalentes a 15 lb<sub>m</sub>/gal e 20 lb<sub>m</sub>/gal encontram-se no Apêndice C.

A Tabela (4) mostra de maneira simplificada o erro máximo obtido para cada número de seção utilizado, considerando todas as profundidades.

Tabela 4 – Erro relativo máximo.

Nº de Seções	Erro Relativo Máximo Obtido
1	≈32%
2	≈20%
5	≈10%
10	≈5%
20	≈2%
30	≈1%

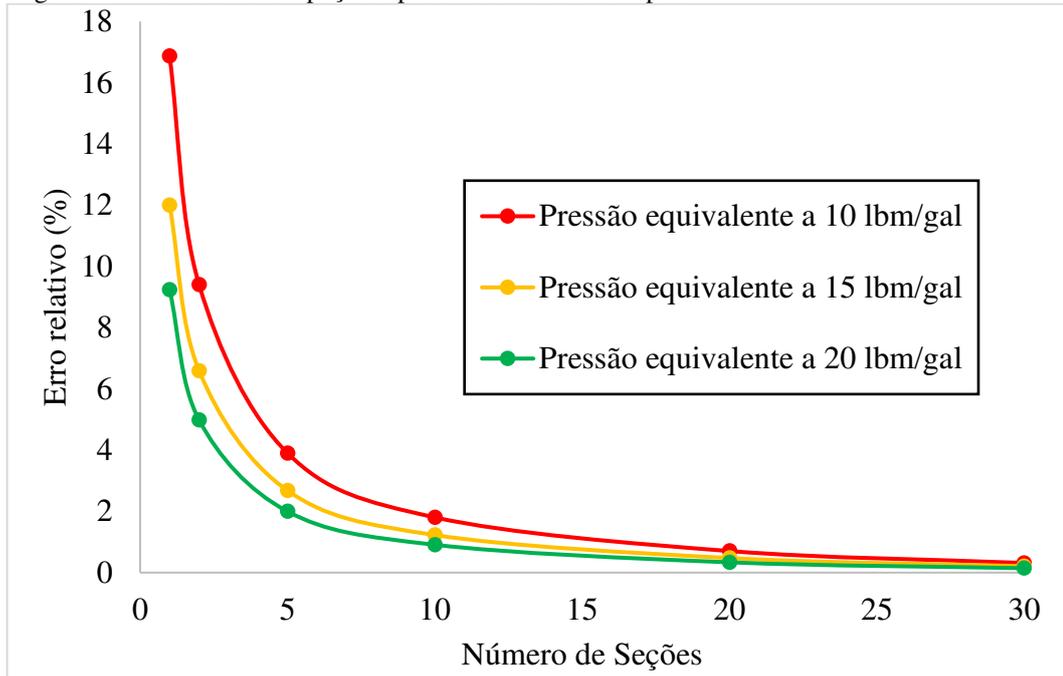
Fonte: Elaborada pelo autor.

A tabela acima mostra que, para qualquer profundidade, pode-se predeterminar o número de seções necessário para que se tenha um erro relativo desejado, i.e., o perfil de pressão de um poço pode ser obtido, com determinada margem de erro da Tab. (4), apenas sabendo-se o número de seções necessário para qualquer uma das profundidades analisadas.

#### **4.1.2 Estudo de Caso 2**

Neste segundo caso, encontra-se a análise da influência da pressão equivalente no comportamento do erro relativo obtido. Para isso, realizou-se uma simulação para cada uma das três pressões equivalentes, considerando uma única profundidade de poço, e foi tomado como solução verdadeira o perfil de pressão com 50 seções, conforme verificado no estudo de caso anterior. As análises contendo outras profundidades de poço se encontram no Apêndice D por questão de conveniência, visto que apresentam o mesmo comportamento que o seguinte:

Figura 7 - Erro relativo em poço de profundidade de 6.000 pés.



Fonte: Elaborado pelo autor.

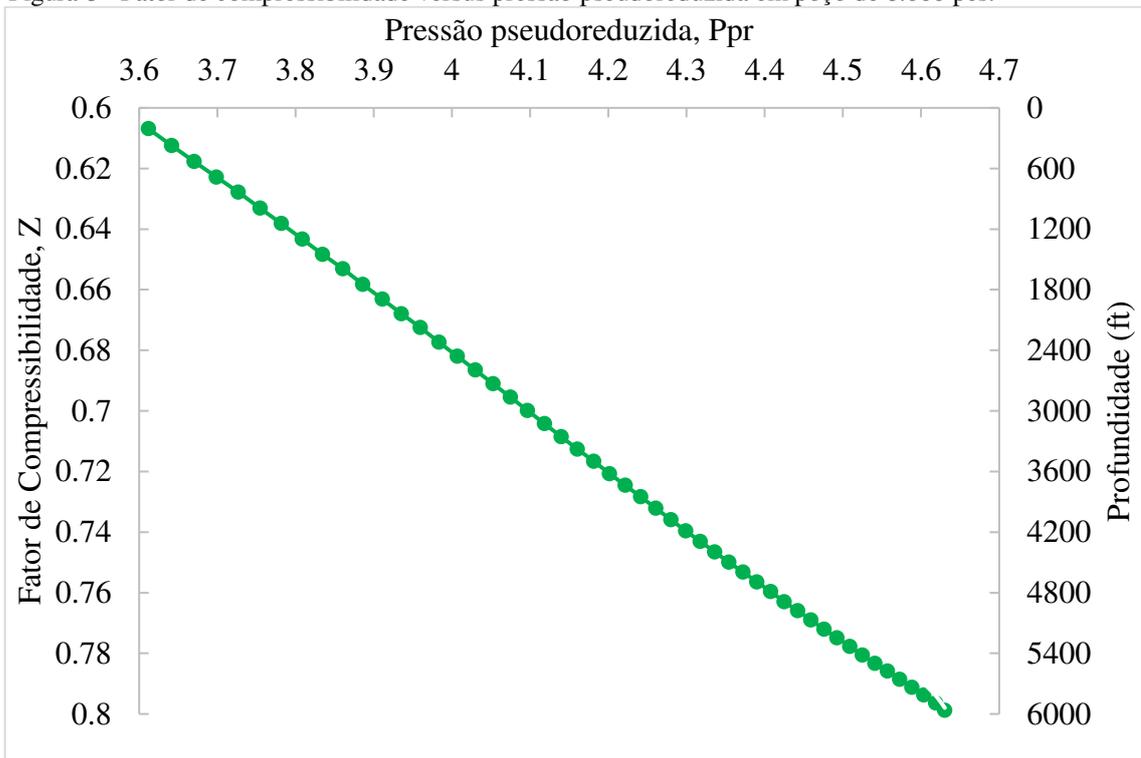
Observa-se na Fig. (7) a influência da pressão equivalente. Nota-se que quando a pressão equivalente aumenta o erro relativo diminui, tomando como referência cada seção separadamente. Isso acontece porque em situações com pressões equivalentes menores o fluido não sofre perda de pressão suficiente ao longo do poço em virtude de estar pouco comprimido e dessa forma seu estado ficar mais próximo do comportamento de um líquido. Por outro lado, em casos de pressão equivalente maiores tem-se perdas de carga consideráveis fazendo com que o erro entre relativo diminua.

#### 4.2 Estudo de Propriedades

Uma alternativa ao estudo do fator de compressibilidade é analisa-lo com as duas propriedades, pressão e temperatura pseudoreduzidas, conforme ilustradas a seguir nas Figs. (8) e (9) e nas Figs. (10) e (11), respectivamente.

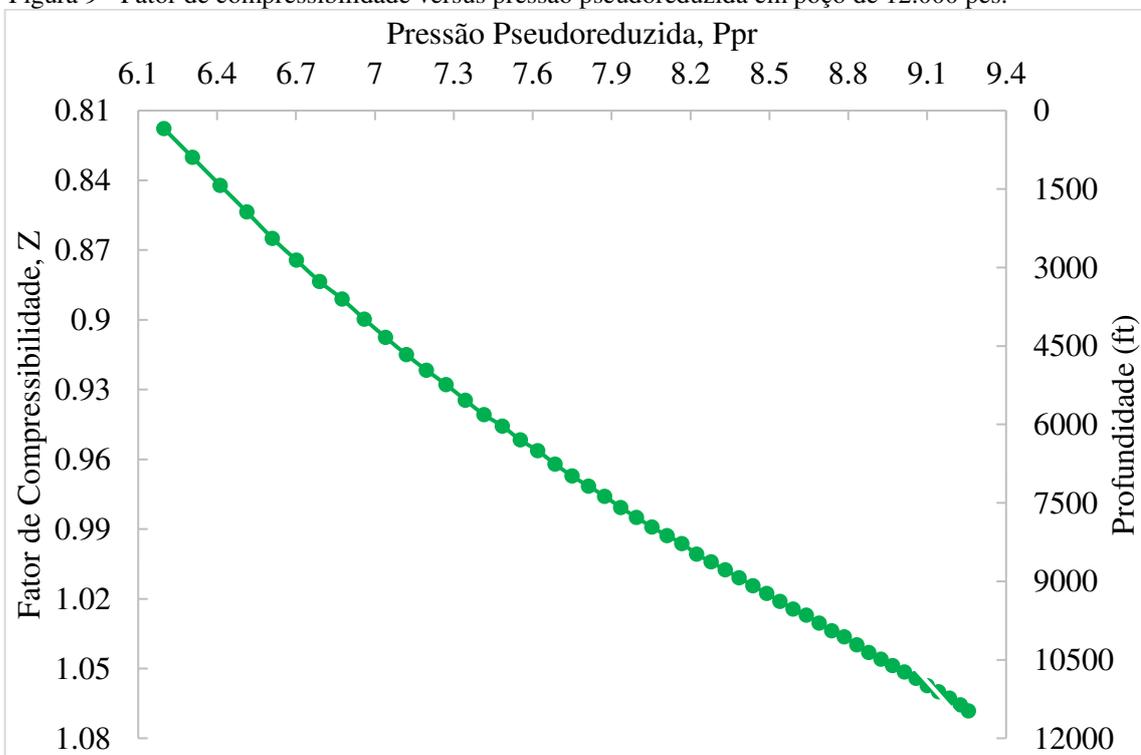
Todos os resultados dessa seção foram obtidos com os dados de entrada das Tabs. (1) e (2) para um poço com as profundidades descritas na Tab. (3). Para cada profundidade obteve-se um gráfico relacionando o fator de compressibilidade com a pressão pseudoreduzida e posteriormente com a temperatura pseudoreduzida, conforme as ilustrações:

Figura 8 - Fator de compressibilidade versus pressão pseudoreduzida em poço de 6.000 pés.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 9 - Fator de compressibilidade versus pressão pseudoreduzida em poço de 12.000 pés.

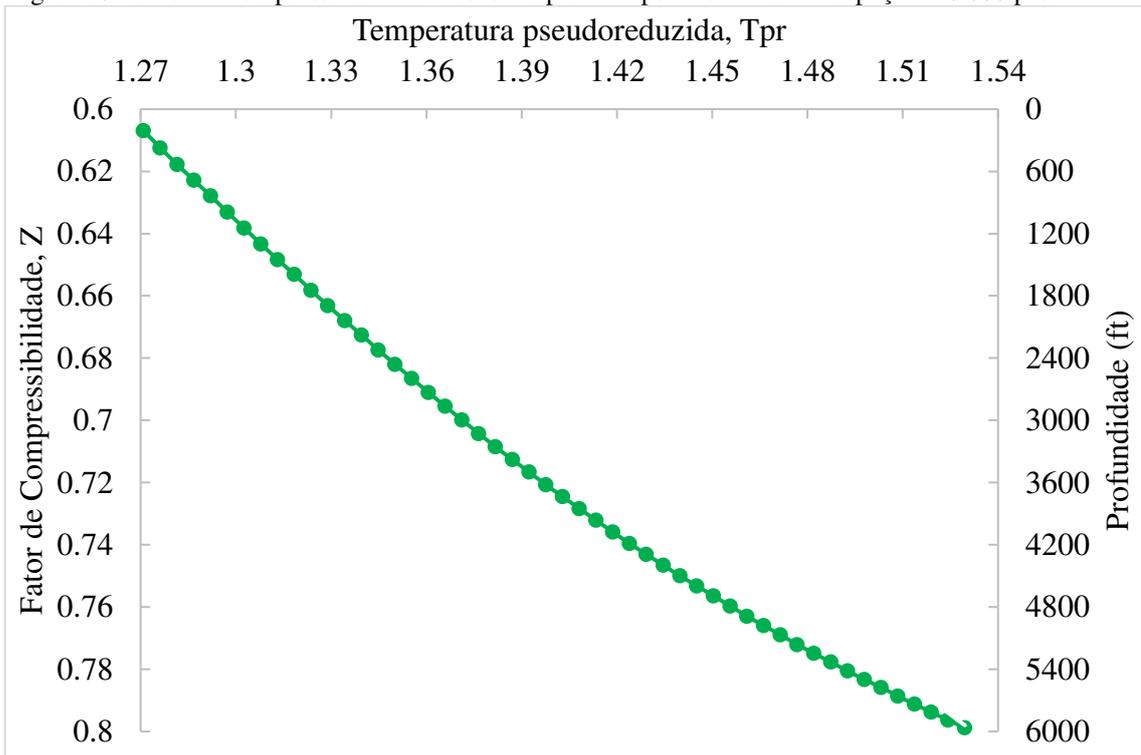


Fonte: Elaborada pelo autor.

O comportamento do fator de compressibilidade se dá de maneira já esperada, visto que uma diminuição da mesma é acompanhada com uma redução da pressão pseudoreduzida, como mostram as Figs. (8) e (9). Standing e Katz (1942) evidencia o mesmo comportamento quando analisa o fator de compressibilidade. Em seu estudo, para valores de  $P_{pr}$  entre 3 e 6 existe o mesmo perfil para o fator  $Z$  que o verificado aqui. Isso demonstra que o comportamento do perfil é bastante próximo ao que descrito no seu trabalho e que apresenta o mesmo formato, uma variação praticamente linear nesse intervalo descrito. Quando o intervalo de  $P_{pr}$  está entre 6 e 10 a curva do fator de compressibilidade apresenta uma leve curvatura que também já está prevista nos estudos de Standing e Katz (1942).

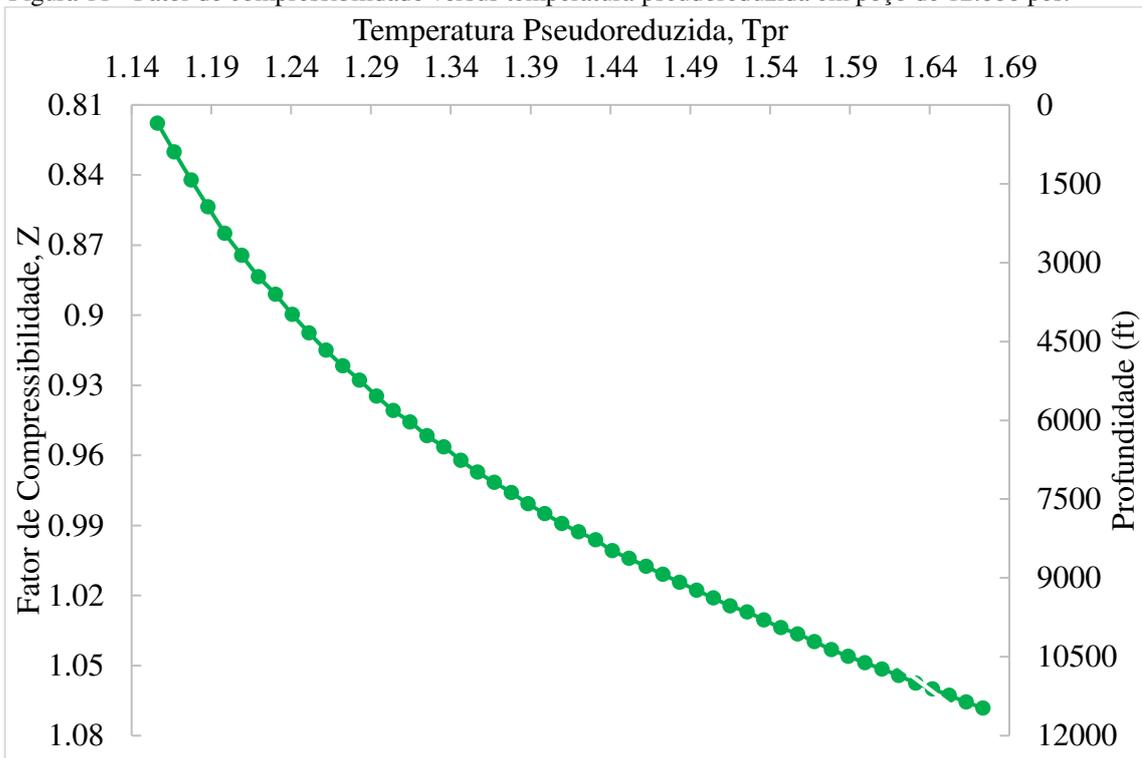
As próximas duas figuras mostram um comparativo para o fator de compressibilidade considerando a temperatura pseudoreduzida para poços com profundidade de seis e doze mil pés.

Figura 10 - Fator de compressibilidade versus temperatura pseudoreduzida em poço de 6.000 pés.



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 11 - Fator de compressibilidade versus temperatura pseudoreduzida em poço de 12.000 pés.



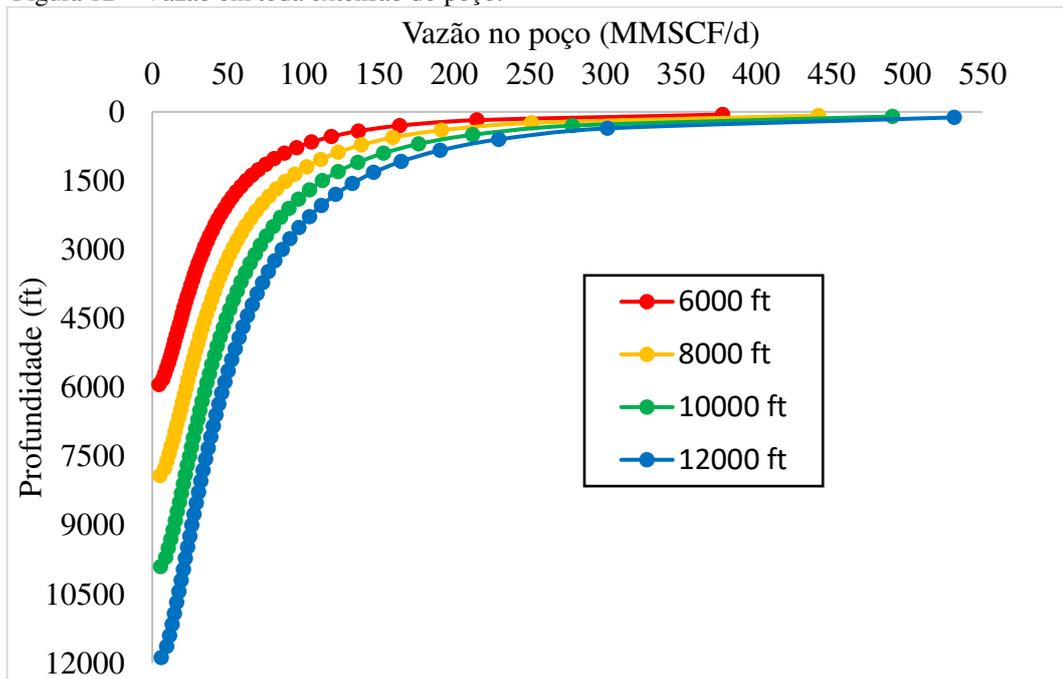
Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando as Figs. (10) e (11), vê-se que se trata de um perfil parabólico em função da temperatura pseudoreduzida. Isso confirma a influência desse tipo de propriedade no fator de compressibilidade. O mesmo ocorre quando comparado com o trabalho de Standing e Katz (1942), embora seja um perfil levemente parabólico quando a temperatura pseudoreduzida encontra-se bem próxima de 1,2.

Além disso, o perfil torna-se mais parabólico quando maior é o intervalo de temperatura, i.e., uma maior profundidade resulta em um perfil mais parabólico. Ademais, o fator de compressibilidade passa a ser maior que um para profundidades maiores que 12.000 pés, o que revela também a robustez da correlação utilizada para essa propriedade, uma vez que consegue obter valores menores e maiores que um.

Uma outra propriedade bastante significativa para representação do escoamento de gás é a vazão, que depende das pressões das fronteiras superiores e inferiores de cada seção do poço. Os perfis são representados abaixo:

Figura 12 – Vazão em toda extensão do poço.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Fig. (12) evidencia uma clara tendência de expansão do gás por causa do aumento da vazão com o escoamento. Além disso, a vazão representada tem influência das pressões em cada fronteira de cada seção. Ademais, percebe-se que poços mais profundos tendem a resultar em valores de vazão maiores pois o intervalo de pressão entre as seções do poço também é maior, consequência de seções com comprimentos mais longos.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, a análise da queda de pressão foi realizada em um poço vertical, além do refino do poço em várias seções. Foi possível constatar que, quando realizado o refino, há uma diferença na solução do perfil obtida uma vez que um maior número de seções possibilita uma solução com menos erros. Além disso, pode-se afirmar que para atingir a solução obtida foi necessário dividir o poço em um número de 50 seções. Outro fator relevante é a possibilidade de obtenção do perfil de pressão em função do erro relativo, conforme mostra a tabela abaixo:

Tabela 4 – Erro relativo máximo.

Nº de Seções	Erro Relativo Máximo Obtido
1	≈32%
2	≈20%
5	≈10%
10	≈5%
20	≈2%
30	≈1%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para cada profundidade é possível gerar um perfil de pressão no poço bastando o usuário do programa fornecer um erro máximo tolerado na pressão, conforme mostra a Tab. (6). Do estudo de variação da pressão equivalente mostrado no Estudo de Caso 2, pode-se concluir que para pressões equivalentes maiores o erro relativo é menor, para uma mesma profundidade. Porém, quando considerada uma mesma pressão equivalente o perfil de pressão mostrou um erro relativo maior quando comparado para diferentes profundidades.

Verificou-se também que a análise de algumas propriedades, como vazão e fator de compressibilidade foi satisfatória porque o comportamento dos perfis foi semelhante ao que se encontra na literatura, mostrando dessa forma que o procedimento de cálculo do Método de Beggs e Brill (1973) foi executado corretamente.

## 5.1 Sugestão para Trabalhos Futuros

Uma perspectiva de trabalho futuro é realizar o cálculo de queda de pressão no poço com um balanço de energia entre a formação e o fluido. A inserção de novas correlações para o cálculo de propriedades em profundidade maiores e o acoplamento dos escoamentos no poço e no reservatório resultariam em uma melhor modelagem do escoamento. A comparação de dos resultados obtidos por meio das correlações aqui citadas com algum *software* de escoamento, como por exemplo, o COMSOL Multiphysics<sup>®</sup>. Outra sugestão é incluir uma inclinação no poço - que não seja de 90° - de modo a realizar cálculos de pressão em poços direcionais, mais condizentes com a realidade.

## REFERÊNCIAS

- BEGGS, D.h.; BRILL, J.p.. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 25, n. 05, p.607-617, 1 maio 1973. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Bradley, H.B. Petroleum Engineering Handbook, SPE, Richardson, Texas (1987) cap. 34.
- BRILL, Dr. James P.; BEGGS, Dr. H. Dale. **Two-Phase Flow in Pipes**. 6. ed. [s.l.], 1978
- CHEN, Ning Hsing. An Explicit Equation for Friction Factor in Pipe. **Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals**, [s.l.], v. 18, n. 3, p.296-297, ago. 1979. American Chemical Society (ACS).
- DAKE, L. P. **Fundamentals of reservoir engineering**. Amsterdam: Elsevier, 1978. 443 p. ISBN 9780444418302 (broch.).
- ECONOMIDES, Michael J.; HILL, A. Daniel; EHLIG-ECONOMIDES, Christine. **Petroleum Production Systems**. New Jersey: Prentice Hall, 1994. 611 p.
- FIROOZABADI, Hamed Mahdavi; RAHIMZADE, Kouros; POURAFSHARI, Peyman. Field validation of pressure drop models in perforated section of gas condensate wells. **Journal Of Natural Gas Science And Engineering**, [s.l.], v. 3, n. 2, p.375-381, maio 2011. Elsevier BV.
- HAGEDORN, Alton R.; BROWN, Kermit E.. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. **Journal Of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 17, n. 04, p.475-484, 1 abr. 1965. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808 p.
- SARAH, A.; JULIUS, U.; MARY-ANN, Onuegbu. Pressure Gradient Prediction of Multiphase Flow in Pipes. **British Journal Of Applied Science & Technology**, [s.l.], v. 4, n. 35, p.4945-4958, 10 jan. 2014. Sciencedomain International.
- SARDESHPANDE, Madhavi V.; SHASTRI, Parikshit; RANADE, Vivek V.. Two-phase flow boiling pressure drop in small channels. **International Journal Of Heat And Fluid Flow**, [s.l.], p.1-14, jul. 2016. Elsevier BV.
- STANDING, Marshall B.; KATZ, Donald L.. Density of Natural Gases. **Transactions Of The Aime**, [s.l.], v. 146, n. 01, p.140-149, 1 dez. 1942. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- STANDING, M. B.. **Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems**. 9. ed. Dallas: Spe Of Aime, 1951. 142 p.

SIWOŃ, Zbigniew. Solutions for Lateral Inflow in Perforated Conduits. **Journal Of Hydraulic Engineering**, [s.l.], v. 113, n. 9, p.1117-1132, set. 1987. American Society of Civil Engineers (ASCE).

SZILAS, A. P.. **Production and Transport of oil and Gas**. 2. ed. Budapeste: Elsevier, 1986. 352 p. (PART B: gathering and transport). *Developments in Petroleum Science* 18B.

THOMAS, José Eduardo et al (Org.). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001. 278 p.

YUAN, H.j. et al. Effect of Perforation Density on Single-Phase Liquid Flow Behavior in Horizontal Wells. **Spe Production & Facilities**, [s.l.], v. 14, n. 03, p.203-209, 1 ago. 1999. Society of Petroleum Engineers (SPE).

## APÊNDICE A – PLANILHA DE CÁLCULO DE QUEDA DE PRESSÃO PELO MÉTODO DE BEGGS E BRILL (1973)

Todos os cálculos deste trabalho foram realizados com uma planilha do Microsoft Excel (2013). As figuras abaixo mostram etapas de cálculo de propriedades e também os dados iniciais do poço. Essa planilha será disponibilizada para alunos do curso de Engenharia de Petróleo da UFC como forma de aprendizagem.

Figura A-1 – Dados iniciais do poço.

Variáveis de Poço e Reservatório			
T (°R)	660	L (ft)	10000
Pw (psi)	1078	$\theta$ (°)	90
D (in)	2.259	$\epsilon$	0.0006
q (MSCF/d)	2000	$\Delta h$ (ft)	500
Rw (ft)	0.328	$\Delta T/\Delta h$ (°R/ft)	0.0164592
TM	577.704		

Composição do Gás e Propriedades			
C1	0.875	Tpc (°R)	374.19232
C2	0.083	Ppc (psi)	670.88179
C3	0.021	$\gamma$	0.6507241
i-C4	0.006	Ma(g/g-mol)	18.871
n-C4	0.002		
i-C5	0.003		
n-C5	0.008		
n-C6	0.001		
C7+	0.001		

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura A-2 – Cálculo de viscosidade, número de Reynolds e fator de atrito

Seção	Li	Lf	Tf (°R)	Tm (°R)	Viscosidade (Lee, Gonzales e Eakin)			Nre	Fator de atrito de Fanning (Chen, 1979)				
					A	B	C		μ (cp)	F1	F2	F3	Ff
1	9750	10000.00	660	655.88	132	0.0001	M4	EXP(N4*((SE\$15/29)*((2.2046*1.2922)/3.2808^3))^0.4)	7.91108E+05	6.38E-06	1.24E-04	14.91	4.496E-03
2	9250	9500.00	651.7704	647.65	130.7725	5.161461	1.299091	0.014630363	7.91108E+05	6.38E-06	1.24E-04	14.91	4.496E-03
3	8750	9000.00	643.5408	639.42	129.1589	5.181063	1.294732	0.01447707	7.99484E+05	6.31E-06	1.23E-04	14.92	4.494E-03
4	8250	8500.00	635.3112	631.19	127.5394	5.201177	1.290258	0.014323632	8.08049E+05	6.24E-06	1.23E-04	14.92	4.493E-03
5	7750	8000.00	627.0816	622.96	125.9139	5.221822	1.285667	0.014170076	8.16805E+05	6.18E-06	1.23E-04	14.92	4.491E-03
6	7250	7500.00	618.852	614.73	124.2825	5.24302	1.280952	0.014016428	8.25759E+05	6.11E-06	1.22E-04	14.92	4.490E-03
7	6750	7000.00	610.6224	606.50	122.6452	5.264794	1.27611	0.01386272	8.34915E+05	6.04E-06	1.22E-04	14.93	4.488E-03
8	6250	6500.00	602.3928	598.27	121.0019	5.287166	1.271134	0.013708985	8.44278E+05	5.98E-06	1.22E-04	14.93	4.487E-03
9	5750	6000.00	594.1632	590.04	119.3526	5.310163	1.26602	0.013555258	8.53852E+05	5.91E-06	1.22E-04	14.93	4.485E-03
10	5250	5500.00	585.9336	581.81	117.6974	5.33381	1.260761	0.013401579	8.63644E+05	5.84E-06	1.21E-04	14.93	4.484E-03
11	4750	5000.00	577.704	573.58	116.0361	5.358136	1.255351	0.013247991	8.73656E+05	5.77E-06	1.21E-04	14.94	4.483E-03
12	4250	4500.00	569.4744	565.35	114.3689	5.383169	1.249783	0.013094543	8.83894E+05	5.71E-06	1.21E-04	14.94	4.481E-03
13	3750	4000.00	561.2448	557.12	112.6957	5.408943	1.244051	0.012941286	8.94362E+05	5.64E-06	1.20E-04	14.94	4.480E-03
14	3250	3500.00	553.0152	548.89	111.0166	5.435489	1.238147	0.012788277	9.05063E+05	5.57E-06	1.20E-04	14.94	4.478E-03
15	2750	3000.00	544.7856	540.66	109.3314	5.462844	1.232064	0.012635579	9.16000E+05	5.51E-06	1.20E-04	14.95	4.477E-03
16	2250	2500.00	536.556	532.43	107.6403	5.491044	1.225792	0.012483263	9.27177E+05	5.44E-06	1.20E-04	14.95	4.475E-03
17	1750	2000.00	528.3264	524.20	105.9433	5.52013	1.219323	0.012331404	9.38595E+05	5.38E-06	1.19E-04	14.95	4.474E-03
18	1250	1500.00	520.0968	515.97	104.2403	5.550144	1.212648	0.012180087	9.50255E+05	5.31E-06	1.19E-04	14.95	4.472E-03
19	750	1000.00	511.8672	507.74	102.5314	5.58113	1.205757	0.012029407	9.62158E+05	5.24E-06	1.19E-04	14.96	4.471E-03
20	250	500.00	503.6376	499.51	100.8167	5.613138	1.198638	0.011879468	9.74302E+05	5.18E-06	1.19E-04	14.96	4.470E-03

Fonte: Elaborada pelo autor.

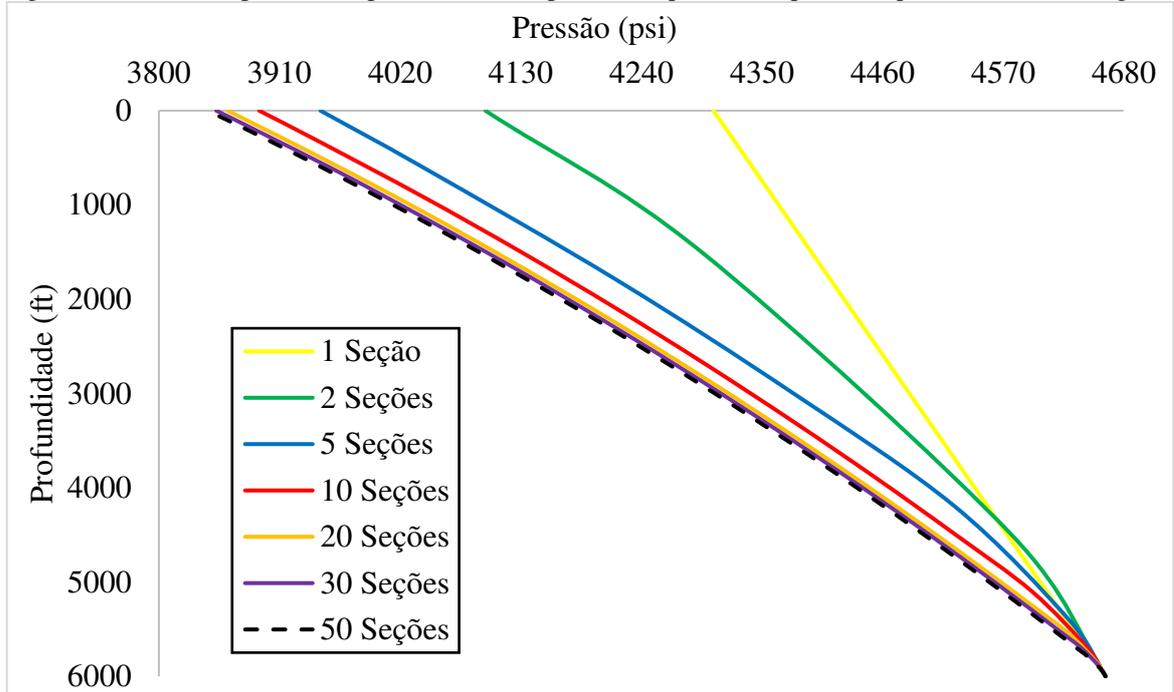
Figura A-3 – Cálculo do fator de compressibilidade, pressão média da seção e pressão na fornteira da seção.

Tpr	P Est Med	Ppr	Fator de Compressibilidade do Gás (Brill & Beggs)				Z	s	Pif (psia)	Pi (psia)	Coluna Teste	ERRO
			A	B	C	D						
1.75	1074.34	1.6014	0.5365	0.44197	0.0558	1.0207	0.918191706	-0.03078	1057.387178	1064.278911	1.0000	0.000227
1.73	1064.33	1.5865	0.5275	0.44971	0.0575	1.0137	0.914560924	-0.05216	1043.437905	1050.412542	1.0000	0.000993
1.71	1049.37	1.5642	0.5183	0.45475	0.0575	1.0137	0.914560924	-0.05216	1029.310861	1036.374383	1.0000	0.000935
1.69	1035.41	1.5433	0.5089	0.46012	0.0593	1.0070	0.910769206	-0.07429	1014.994655	1022.152758	1.0000	0.000279
1.66	1022.44	1.5240	0.4993	0.46588	0.0612	1.0009	0.906769439	-0.0972	1000.490566	1007.742611	1.0000	0.000266
1.64	1007.48	1.5017	0.4893	0.47035	0.0630	0.9952	0.902834052	-0.12091	985.7842325	993.1373994	1.0000	0.000629
1.62	992.51	1.4794	0.4791	0.47462	0.0649	0.9899	0.898790497	-0.14549	970.865832	978.3250323	1.0000	0.000792
1.60	977.55	1.4571	0.4687	0.47871	0.0668	0.9850	0.894631846	-0.17097	955.7249815	963.2954068	1.0000	0.000735
1.58	962.59	1.4348	0.4579	0.48261	0.0687	0.9806	0.890350249	-0.19741	940.3506666	948.037824	1.0000	0.000435
1.55	947.63	1.4125	0.4468	0.48634	0.0707	0.9765	0.885936795	-0.22487	924.7311559	932.5409112	1.0000	0.000113
1.53	932.66	1.3902	0.4353	0.48991	0.0726	0.9729	0.881381329	-0.25341	908.8670075	916.7990817	1.0000	5.83E-05
1.51	916.85	1.3666	0.4235	0.49276	0.0746	0.9697	0.876781291	-0.28307	892.7392237	900.8031156	1.0000	7.7E-05
1.49	900.87	1.3428	0.4114	0.49532	0.0767	0.9669	0.872050995	-0.31392	876.3342724	884.536748	1.0000	0.000278
1.47	884.78	1.3188	0.3988	0.49764	0.0788	0.9645	0.86717193	-0.34605	859.6570468	867.9956596	1.0000	0.000197
1.44	867.83	1.2936	0.3859	0.49919	0.0809	0.9625	0.862247834	-0.3795	842.6767429	851.1668948	1.0000	0.000352
1.42	850.87	1.2683	0.3725	0.50057	0.0830	0.9609	0.857142976	-0.41439	825.3752529	834.0259979	1.0000	8.36E-05
1.40	833.96	1.2431	0.3586	0.50185	0.0852	0.9597	0.851828904	-0.45085	807.7759027	816.5755778	1.0000	0.00076
1.38	815.96	1.2162	0.3442	0.50217	0.0874	0.9588	0.846491293	-0.48886	789.7798799	798.7798799	1.0000	0.000276
1.36	799.00	1.1910	0.3293	0.50319	0.0896	0.9584	0.840716757	-0.52878	771.5072057	780.6455314	1.0000	0.000769
1.33	780.05	1.1627	0.3138	0.50252	0.0919	0.9584	0.835077283	-0.57038				

Fonte: Elaborada pelo autor.

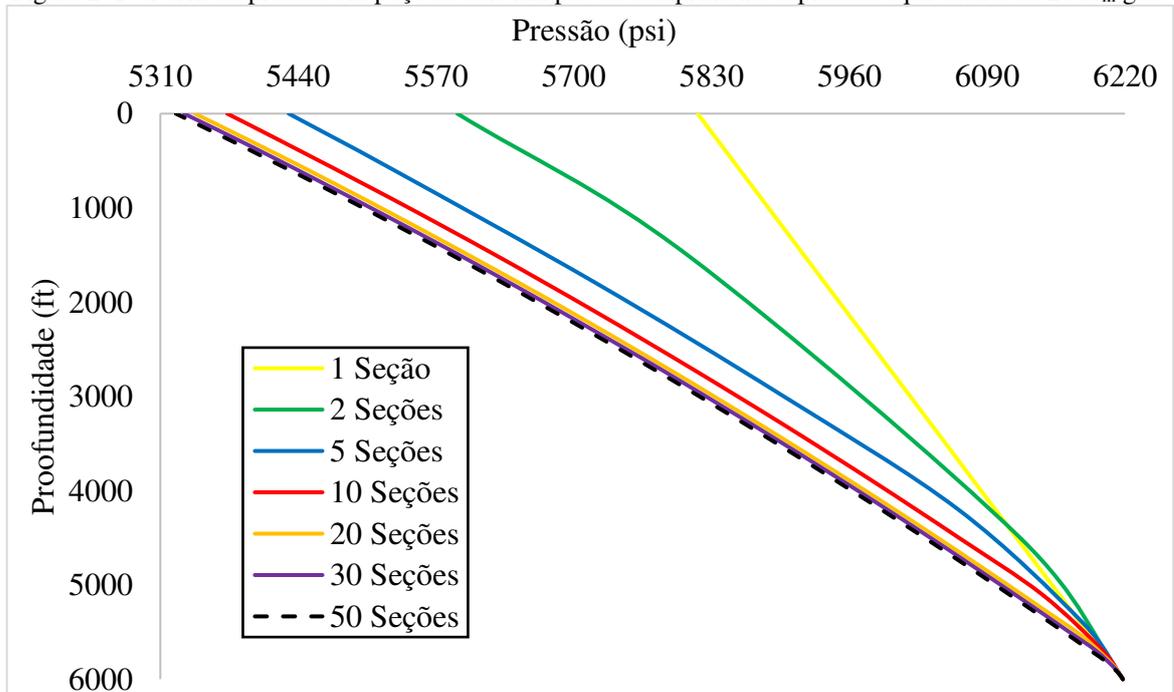
## APÊNDICE B – PERFIL DE PRESSÃO EM POÇOS TOTALMENTE VERTICAIS.

Figura B-1 - Perfil de pressão em poço de seis mil pés de comprimento e pressão equivalente de 15 lb<sub>m</sub>/gal.



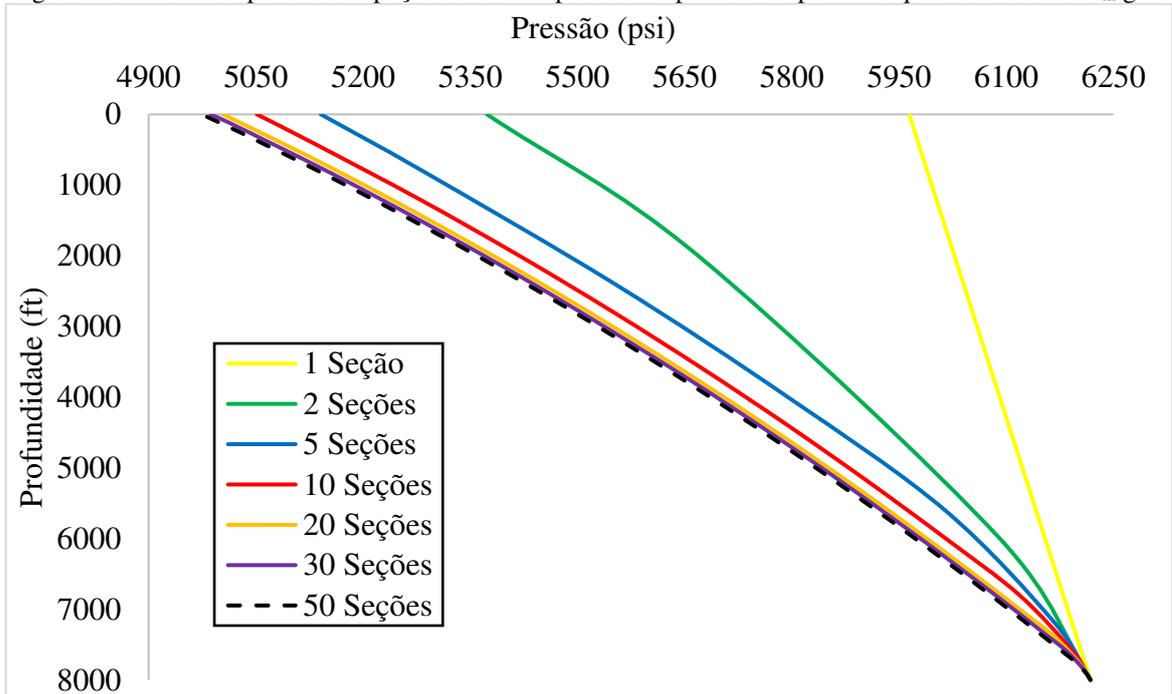
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura B-2 - Perfil de pressão em poço de seis mil pés de comprimento e pressão equivalente de 20 lb<sub>m</sub>/gal.



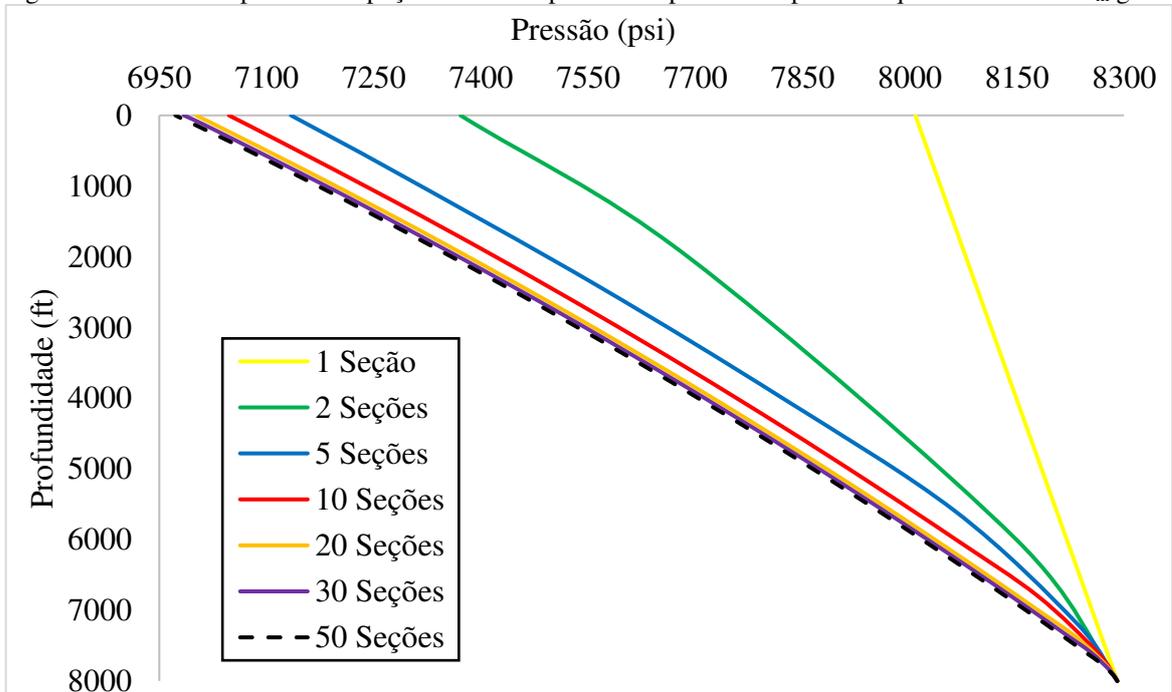
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura B-3 - Perfil de pressão em poço de oito mil pés de comprimento e pressão equivalente de 15 lb<sub>m</sub>/gal.



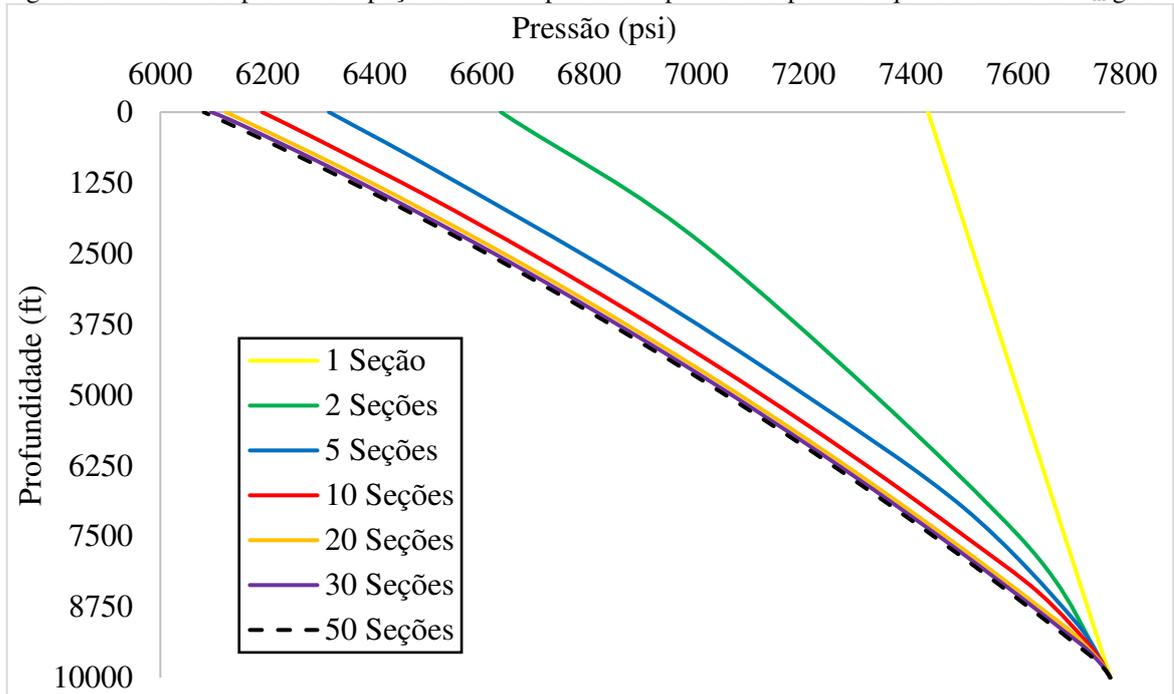
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura B-4 - Perfil de pressão em poço de oito mil pés de comprimento e pressão equivalente de 20 lb<sub>m</sub>/gal.



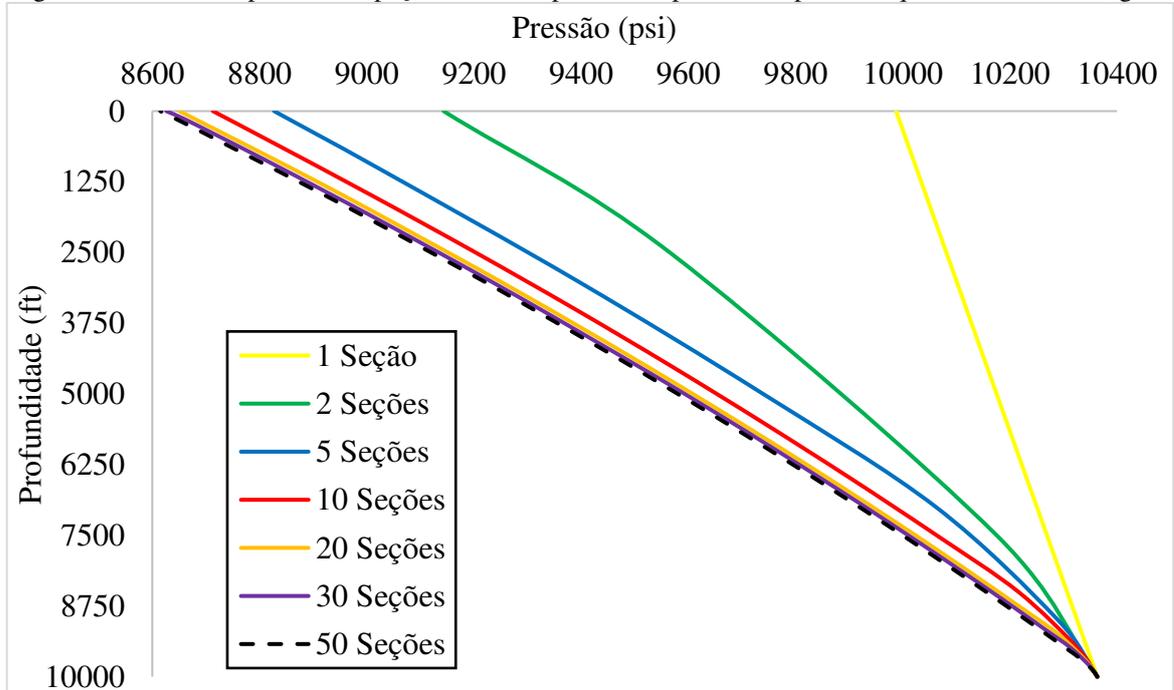
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura B-5 - Perfil de pressão em poço de dez mil pés de comprimento e pressão equivalente de 15 lb<sub>m</sub>/gal.



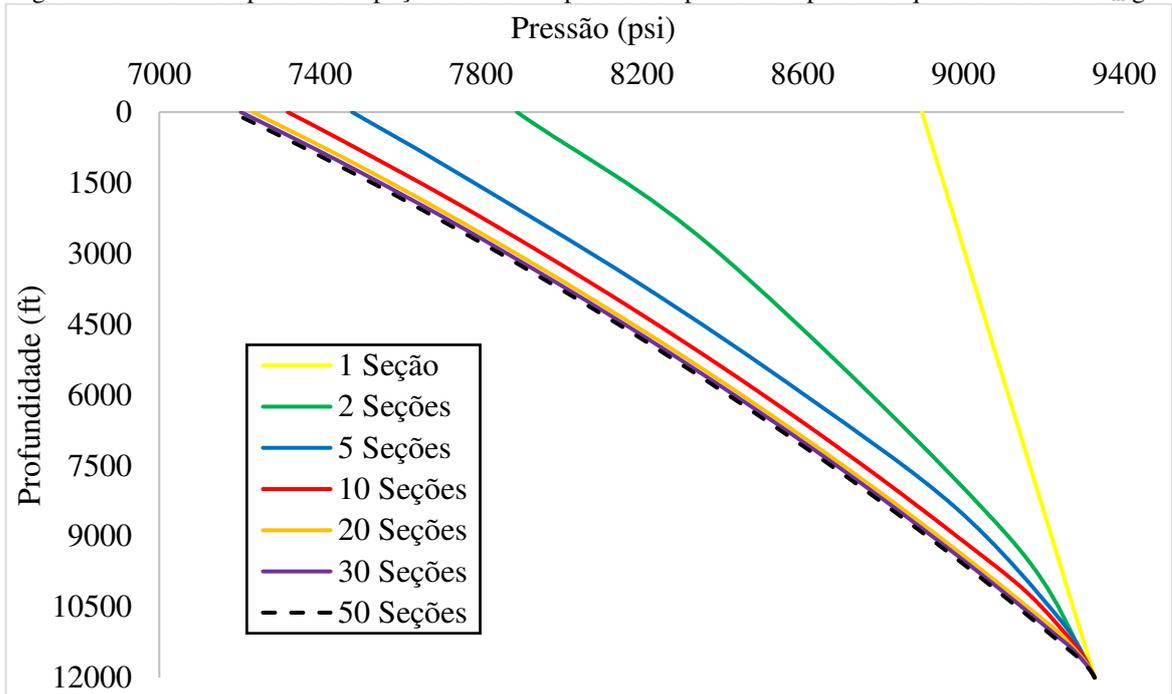
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura B-6 - Perfil de pressão em poço de dez mil pés de comprimento e pressão equivalente de 20 lb<sub>m</sub>/gal.



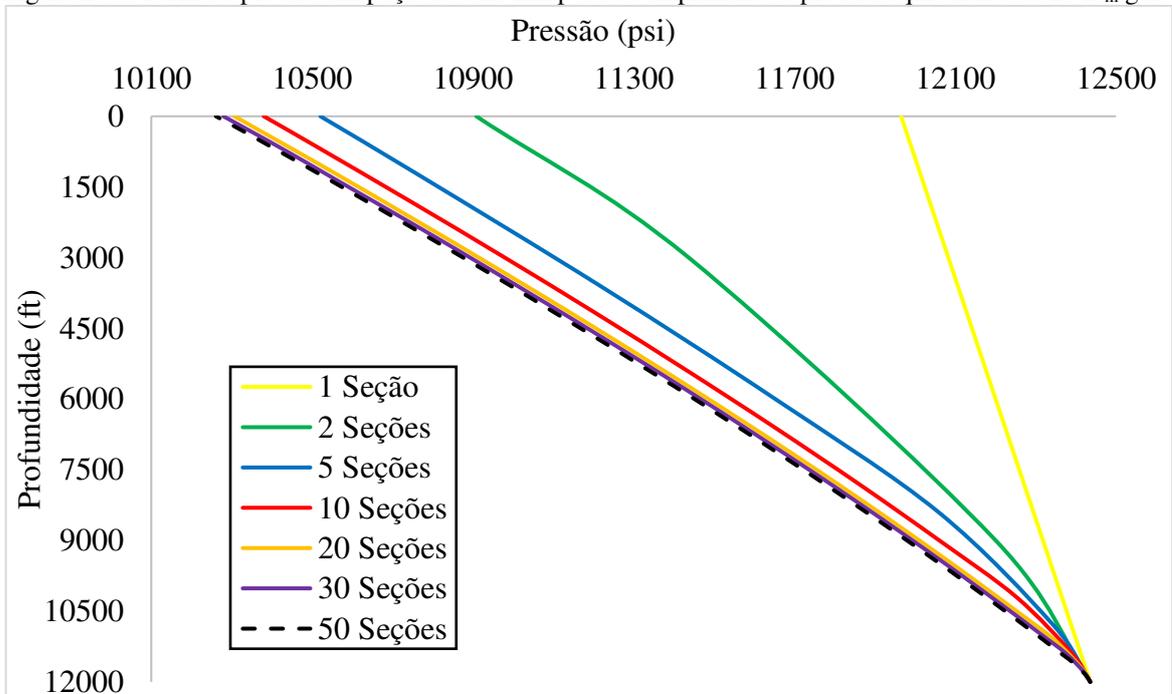
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura B-7 - Perfil de pressão em poço de doze mil pés de comprimento e pressão equivalente de 15 lb<sub>m</sub>/gal.



Fonte: Elaborada pelo autor.

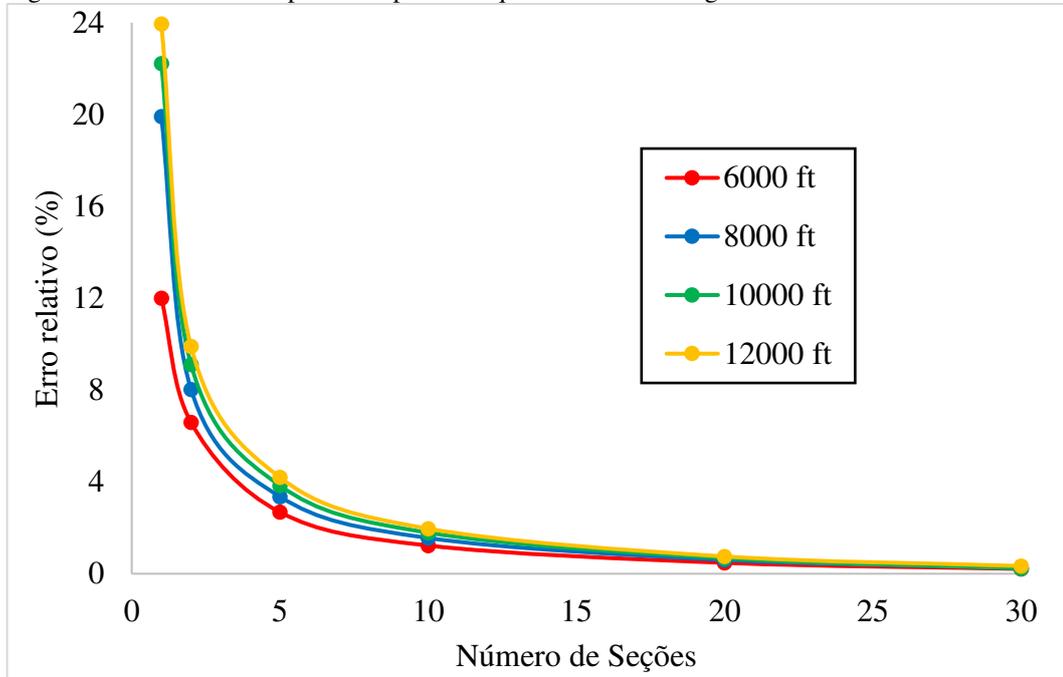
Figura B-8 - Perfil de pressão em poço de doze mil pés de comprimento e pressão equivalente de 20 lb<sub>m</sub>/gal.



Fonte: Elaborada pelo autor.

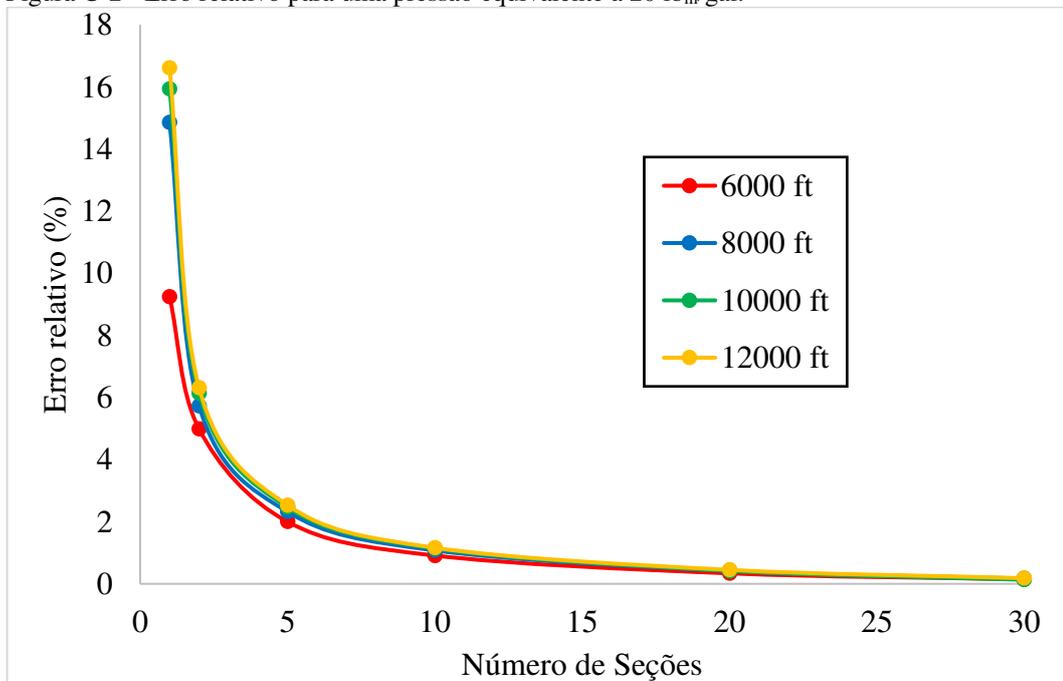
## APÊNDICE C – ERRO RELATIVO DO PERFIL DE PRESSÃO EM FUNÇÃO DA PROFUNDIDADE DO POÇO.

Figura C-1 - Erro relativo para uma pressão equivalente a 15 lb<sub>m</sub>/gal.



Fonte: Elaborada pelo autor.

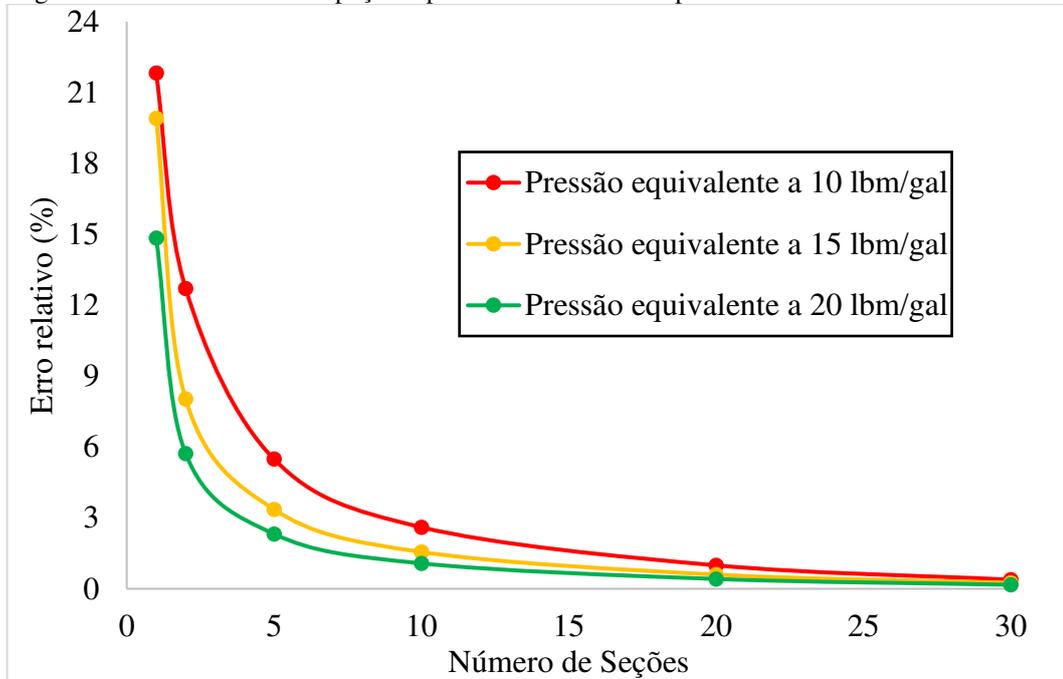
Figura C-2 - Erro relativo para uma pressão equivalente a 20 lb<sub>m</sub>/gal.



Fonte: Elaborada pelo autor.

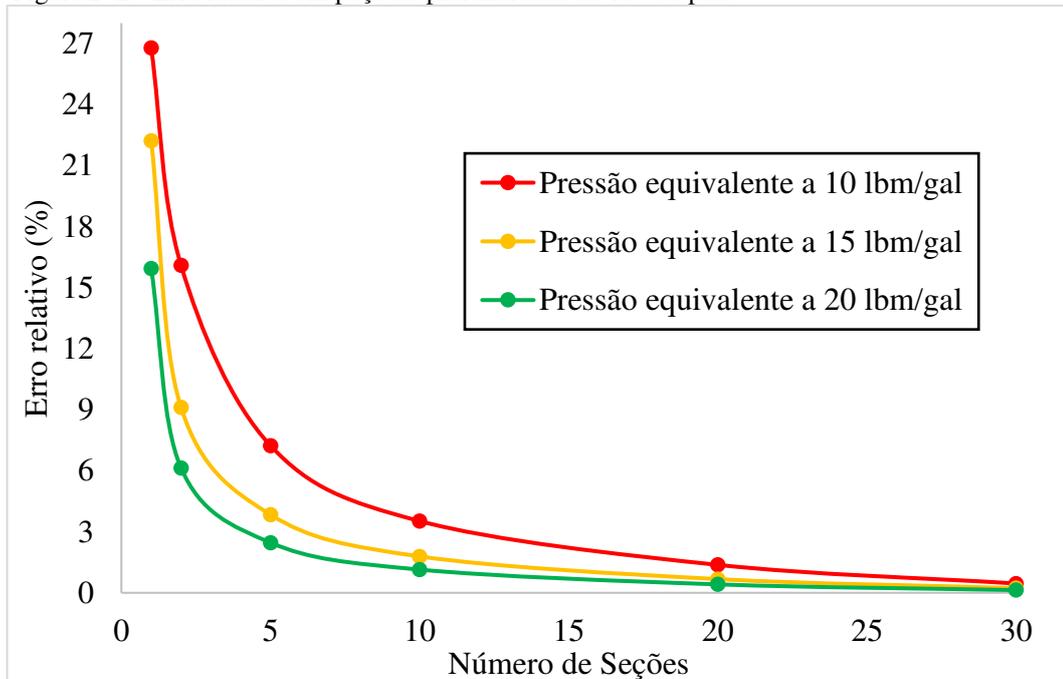
## APÊNDICE D – ERRO RELATIVO DO PERFIL DE PRESSÃO EM FUNÇÃO DA PRESSÃO EQUIVALENTE.

Figura D-1 - Erro relativo em poço de profundidade de 8.000 pés.



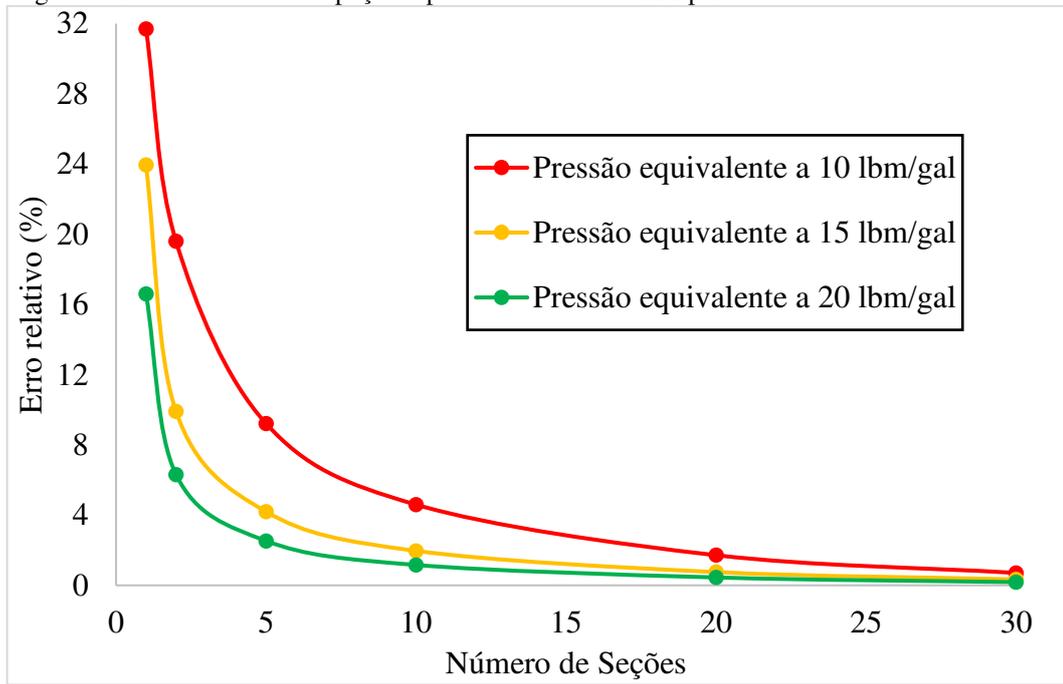
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura D-2 - Erro relativo em poço de profundidade de 10.000 pés.



Fonte: Elaborada pelo autor.

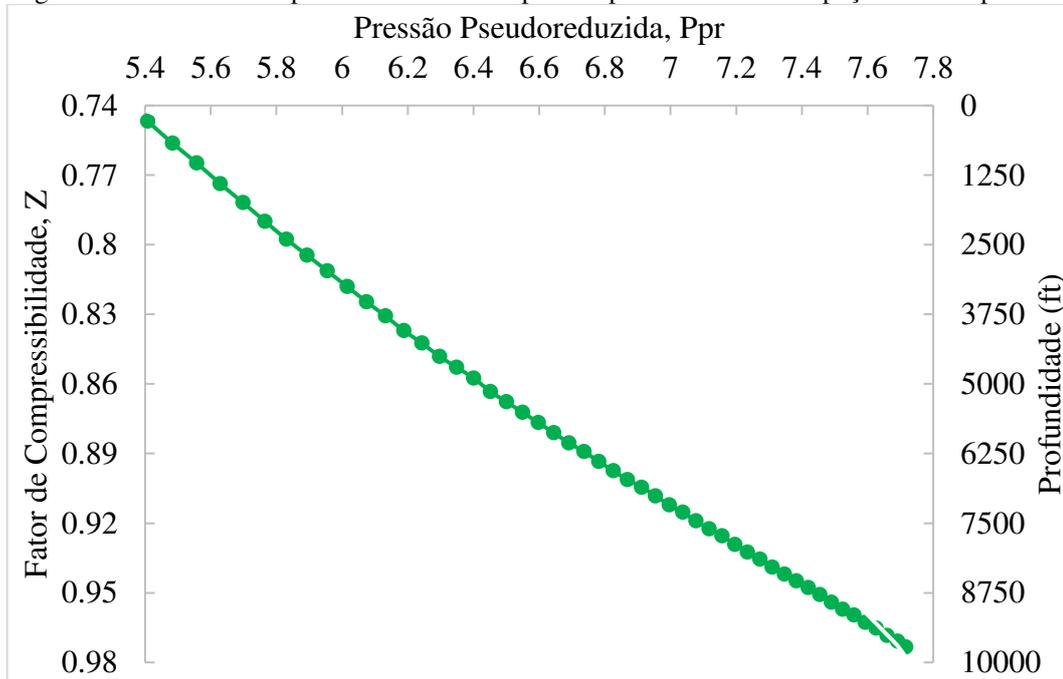
Figura D-3 - Erro relativo em poço de profundidade de 12.000 pés.



Fonte: Elaborada pelo autor.

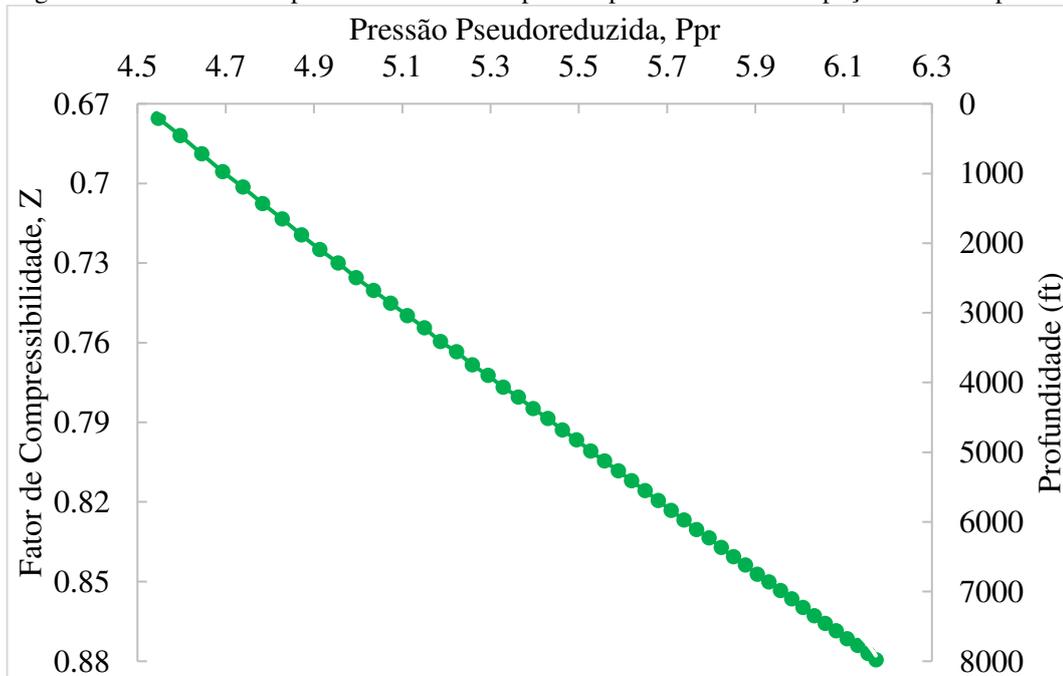
## APÊNDICE E – PERFIL DO FATOR DE COMPRESSIBILIDADE DO GÁS.

Figura E-1 - Fator de compressibilidade versus pressão pseudoreduzida em poço de 8.000 pés.



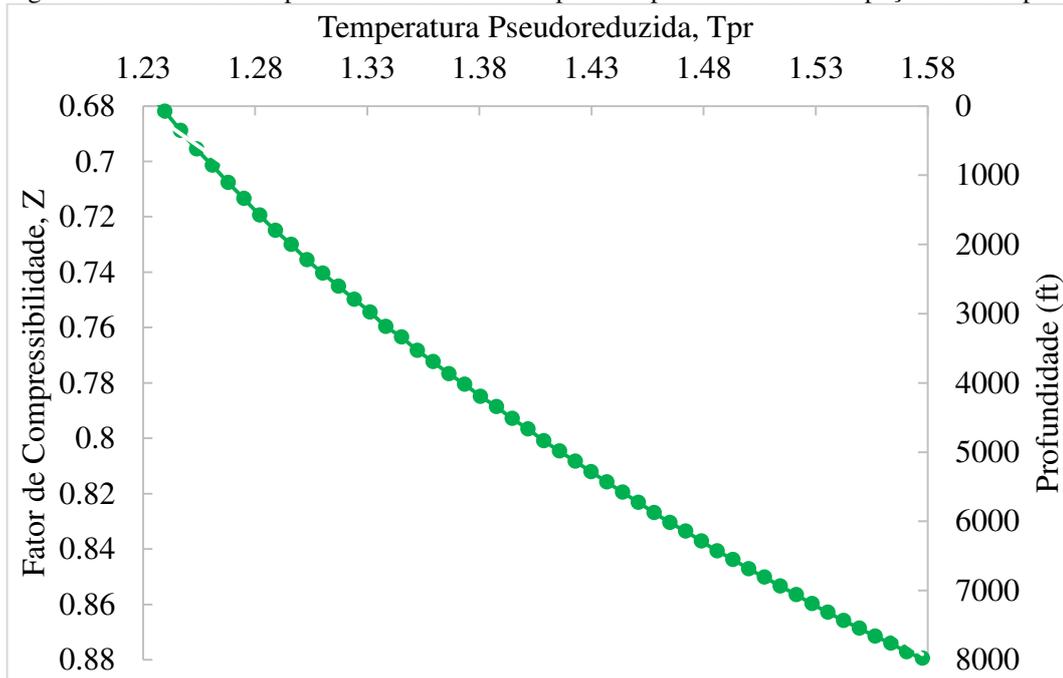
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura E-2 - Fator de compressibilidade versus pressão pseudoreduzida em poço de 10.000 pés.



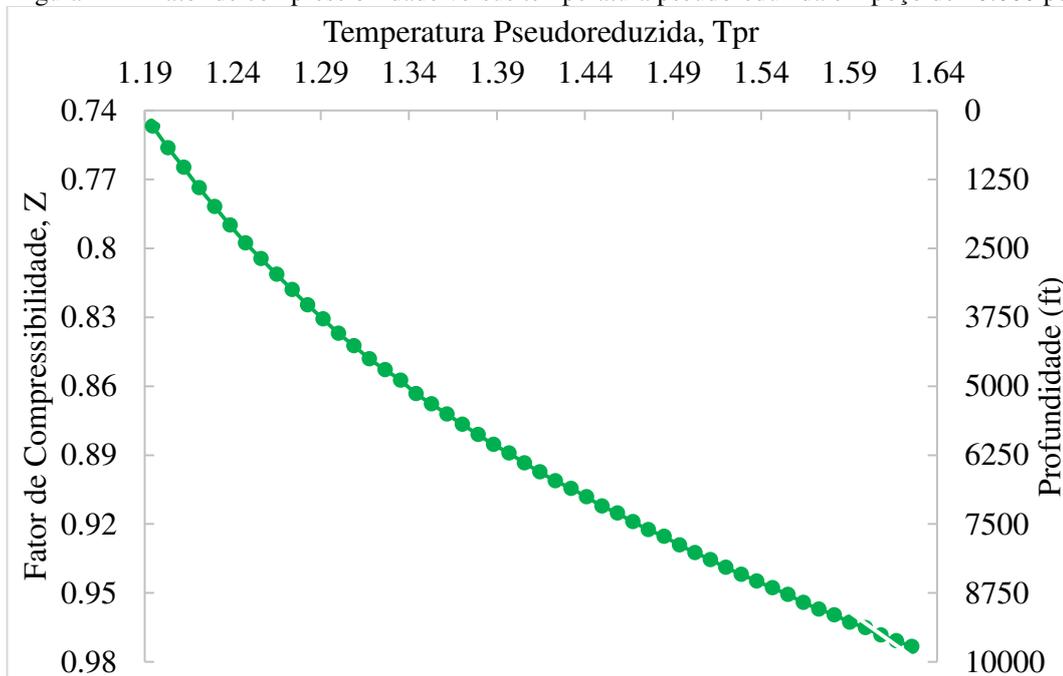
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura E-3 - Fator de compressibilidade versus temperatura pseudoreduzida em poço de 8.000 pés



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura E-4 - Fator de compressibilidade versus temperatura pseudoreduzida em poço de 10.000 pés



Fonte: Elaborada pelo autor.