



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

**MANOEL MAURÍCIO MARTINS MAIA**

**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS DE PRODUÇÃO NA QUEDA DE PRESSÃO DE  
UM RESERVATÓRIO DE GÁS NATURAL**

**FORTALEZA**

**2016**

MANOEL MAURÍCIO MARTINS MAIA

AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS DE PRODUÇÃO NA QUEDA DE PRESSÃO DE  
UM RESERVATÓRIO DE GÁS NATURAL

Trabalho de conclusão de curso submetida à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

FORTALEZA

2016

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)

---

M187a Maia, Manoel Maurício Martins.

Avaliação de parâmetros de produção na queda de pressão de um reservatório de Gás Natural / Manoel Maurício Martins Maia. – 2016.

46 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2016.

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

1. Queda de pressão. 2. Variáveis. 3. Reservatório de Gás Natural. I. Título.

CDD 665.5092

---

MANOEL MAURÍCIO MARTINS MAIA

AVALIAÇÃO DE PERFIL DE PRESSÃO DE UM RESERVATÓRIO DE GÁS  
NATURAL

Trabalho de conclusão de curso submetida à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

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

Aprovada em: 6 / 1 / 17

BANCA EXAMINADORA

  
Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte (Orientador)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

  
Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino

Universidade Federal do Ceará (UFC)

  
Prof. Me. Filipe Xavier Feitosa

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais e minha família, em especial a minha mãe, Conceição, por seu cuidado, dedicação, incentivo e apoio incondicional.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, que iluminou o meu caminho e me deu forças para seguir em frente mesmo com inúmeras situações adversas.

Aos meus pais, Maurício e Conceição, que, com muito carinho, apoio e dedicação não mediram esforços para que eu conseguisse alcançar meus objetivos, sempre me auxiliando da melhor forma possível.

A minha Avó, D. Lia, que sempre esteve do meu lado me apoiando e me incentivando de todas as formas possíveis.

Aos meus tios, que sempre me ajudaram e possibilitaram que esse dia chegasse, em especial Roberto Maia, Francisco Gomes (tio Neto) e Rufina Martins.

Aos meus irmãos, Ana Mônica e Marcelo, que sempre me ajudaram e me apoiaram, cada uma do seu jeito, mas sempre estavam lá, não só na minha vida acadêmica como em todos os momentos da minha vida.

Aos meus colegas de curso, Clarissa Dantas, João Pedro e Leonardo Sales, que me ajudaram, incentivaram e me ensinaram vários valores não só acadêmicos, mas de cunho pessoal, como: caráter, consciência, respeito etc.

## **RESUMO**

O trabalho consiste em analisar a queda de pressão ao longo de um reservatório de gás, sendo considerado o reservatório em trechos, ou seja, segmenta-se o reservatório em partes, no qual cada intervalo possui uma variação de pressão decrescente, possibilitando o decaimento da pressão de trecho para trecho. O perfil de pressão de cada trecho é comparado e analisado como os outros, objetivando concluir qual a influência em dividir o reservatório em partes. Neste sistema pode-se analisar o perfil da queda de pressão na forma de gráficos e com isso estimar uma variação de caso para caso. Esta comparação entre as pressões, ou seja, a variação de pressão quando se adota um único trecho ou divide-se em varias seções possibilita simplificar ou não os cálculos de pressão, pois se não apresentar grandes distorções nas pressões finais, o método simplificado torna-se mais rápido e prático.

**Palavras-chave:** Queda de pressão. Variáveis de produção. Reservatório de gás.

## **ABSTRACT**

The literature often analyzes this fuel in a way that simplifies many process variables such as temperature, viscosity, compressibility factor, density among others, when analyzed in the reservoir. During the work will be carried out an analysis of how the pressure drop of a gas reservoir behaves when a change in the variables such as production flow, external radius of the reservoir, pressure and depth of the reservoir is adopted. With this, compare this result with a profile in which a variation in the well pressure is promoted. In this case it is possible to show how the bottom bottom pressure profile of a Natural Gas reservoir behaves. Thus, through this analysis one can evaluate how a more efficient form of gas production would be, taking into account production parameters, or simply a notion of which variables have the greatest impact on the downstream pressure in the gas production well.

**Key words:** Pressure drop. Production variables. Gas reservoir.

## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1</b> – Influência dos trechos para Re de 1640,4 ft .....	32
<b>Gráfico 2</b> – Comparativo entre as pressões finais .....	33
<b>Gráfico 3</b> - Influência dos trechos para Re de 3280,8 ft .....	34
<b>Gráfico 4</b> – Comparativo entre as pressões finais .....	34
<b>Gráfico 5</b> - Influência dos trechos para Re de 6560,8 ft .....	35
<b>Gráfico 6</b> – Comparativo entre as pressões finais .....	35
<b>Gráfico 7</b> – Influência dos trechos para Re de 1640,4 ft .....	40
<b>Gráfico 8</b> – Comparativo entre as pressões finais .....	41
<b>Gráfico 9</b> – Influência dos trechos para Re de 3280,8 ft .....	41
<b>Gráfico 10</b> – Comparativo entre as pressões finais .....	42
<b>Gráfico 11</b> – Influência dos trechos para Re de 6560,8 ft .....	42
<b>Gráfico 12</b> – Comparativo entre as pressões finais .....	43

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Massa molecular aparente .....	22
<b>Tabela 2</b> - Queda de pressão para 1 trecho .....	28
<b>Tabela 3</b> - Queda de pressão para 5 trechos .....	29
<b>Tabela 4</b> - Queda de pressão para 10 trechos .....	29
<b>Tabela 5</b> - Queda de pressão para 20 trechos .....	30
<b>Tabela 6</b> - Queda de pressão para 50 trechos .....	31
<b>Tabela 7</b> - Queda de pressão para 1 trecho .....	36
<b>Tabela 8</b> - Queda de pressão para 5 trechos .....	36
<b>Tabela 9</b> - Queda de pressão para 10 trechos .....	37
<b>Tabela 10</b> - Queda de pressão para 20 trechos .....	37
<b>Tabela 11</b> - Queda de pressão para 50 trechos .....	38

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

$P_e$	Pressão no limite externo de um meio poroso, psi
$P_{wf}$	Pressão de fluxo no fundo do poço, psi.
$q$	Vazão volumétrica, bpd.
$bbl.$	Barril
$^{\circ}F$	Temperatura em Grau Fahrenheit
$ft$	Pé (feet)
$h$	Profundidade do poço ( $ft$ )
$K$	Permeabilidade
$K_g$	Permeabilidade do gás
$\log$	Logaritmo decimal
$m^3$	Metros cúbicos
$md$	Milidarcys
$Ma$	Peso molecular aparente
$M\ scf/d$	Mil pés cúbicos por dia (thousand standart cubic feet for day)
$Psia$	Libras por polegada quadrada absoluta (pounds per square inch absolute)
$P$	Pressão
$P_{méd}$	Pressão média
$P_c$	Pressão crítica
$P_r$	Pressão reduzida
$P_{pr}$	Pressão pseudo-reduzida
$P_{pc}$	Pressão pseudo-crítica
$P_{wf}$	Pressão de fluxo no fundo do poço
$r_e$	Raio de drenagem
$r_w$	Raio do poço
$^{\circ}R$	Grau Rankine
$scf$	Pés cúbicos em condições standard (standard cubic feet)
$T$	Temperatura
$T_c$	Temperatura crítica
$T_r$	Temperatura reduzida
$T_{pc}$	Temperatura pseudo-crítica
$T_{pr}$	Temperatura pseudo-reduzida

$Z$  Fator de compressibilidade para  $p$  e  $T$

## SÍMBOLOS GREGOS

$\gamma_g$	Densidade do gás
$\mu_g$	Viscosidade do gás
$\rho$	Massa específica
$\rho_{ar}$	Massa específica do Ar
$\rho_g$	Massa específica do gás

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	15
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	17
<b>2.1</b>	<b>Classificação dos Reservatórios</b> .....	18
<b>2.2</b>	<b>Reservatórios de Petróleo</b> .....	19
2.2.1	<i>Reservatório de Petróleo subsaturado</i> .....	19
2.2.2	<i>Reservatório de Petróleo Saturado</i> .....	19
2.2.3	<i>Reservatório de capa de gás</i> .....	19
<b>2.3</b>	<b>Reservatórios de gás</b> .....	20
2.3.1	<i>Reservatório de condensação retrograda de gás</i> .....	20
2.3.2	<i>Reservatório de gás úmido</i> .....	20
2.3.3	<i>Reservatório de gás seco</i> .....	20
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	22
<b>3.1</b>	<b>Massa molecular aparente (<math>M_a</math>)</b> .....	23
<b>3.2</b>	<b>Massa específica</b> .....	24
<b>3.3</b>	<b>Densidade relativa</b> .....	24
<b>3.4</b>	<b>Fator de compressibilidade (<math>Z</math>)</b> .....	24
<b>3.5</b>	<b>Viscosidade do gás (<math>\mu_g</math>)</b> .....	25
<b>3.6</b>	<b>Pressão no poço (<math>P_w</math>)</b> .....	26
<b>3.7</b>	<b>Desenvolvimento dos cálculos</b> .....	28
3.7.1	<i>Rotina de cálculo 1</i> .....	28
3.7.2	<i>Rotina de cálculo 2</i> .....	29
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	30
<b>4.1</b>	<b>Resultado do primeiro caso</b> .....	30
4.1.1	<i>Gráficos do primeiro caso</i> .....	34
<b>4.2</b>	<b>Resultado do segundo caso</b> .....	38

4.3.1	<i>Gráficos do segundo caso</i> .....	41
5	<b>CONCLUSÕES</b> .....	45
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	46

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é composto de 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 submetidas. Quando a mistura de hidrocarbonetos se apresenta no estado gasoso recebe o nome de gás natural ou simplesmente gás.

O desenvolvimento econômico e o proveniente da sociedade industrial mundial têm sido acompanhados de um acréscimo permanente do consumo energético, iniciando o ciclo com o carvão mineral, que perdeu espaço em nível industrial, enquanto outras formas de energia têm tido maior utilização em diferentes regiões do mundo. Contudo, é o petróleo que tem ocupado o primeiro lugar em consumo mundial há várias décadas.

Por outro lado, a tendência mundial na atualidade se preocupa não só com o crescimento econômico, mas também com a sustentabilidade do meio ambiente. Em consequência disso, procuram-se combustíveis menos contaminantes que o petróleo, o que tem levado a um aumento do consumo de gás natural.

O gás natural, além do segmento residencial, vem aumentando cada vez mais a sua participação em vários setores industriais. Ele tem sido utilizado como combustível para geração de calor, de eletricidade e de força motriz; como matéria-prima nas indústrias siderúrgica, química, petroquímica, de fertilizantes e como substituto dos Combustíveis líquidos convencionais na área de transportes (BURANI et al., 2004).

A tendência do mercado mundial do gás natural ainda não está plenamente delineada, uma vez que sua utilização mais intensa demanda elevados investimentos em transporte e comercialização.

Neste trabalho busca-se a avaliação de parâmetros de produção na queda de pressão ao longo do reservatório através do acompanhamento dos perfis de pressão de um reservatório de gás natural, sendo este simulado em condições distintas para que se possa avaliar de forma mais coerente os resultados. Todavia este método de análise faz-se com comparativo entre calcular a queda de pressão utilizando um único trecho para o reservatório e fragmentando o mesmo em varias seções, possibilitando a análise da queda de pressão final no fundo do reservatório.

O objetivo deste trabalho é a obtenção de resultados para a pressão no fundo do poço com maior acurácia por da utilização da segmentação da área de drenagem do poço em trecho que representam circunferências de drenagem modeladas por raios concêntricos.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Quando a produção de um reservatório é iniciada, se cria uma queda de pressão, fazendo com que os fluidos se desloquem no meio poroso, modificando o equilíbrio e alterando as propriedades dos fluidos. Este fluxo em meio poroso é um fenômeno bastante complexo que depende do tipo, de rocha, das interações entre a rocha e os fluidos, quantidade e propriedades dos fluidos (AHMED e MEEHAN, 2012).

O desempenho produtivo de um reservatório natural de petróleo é determinado pelos mecanismos de produção que atuam sobre o reservatório. Muitas vezes esses mecanismos são separados para fins acadêmicos, mas na verdade eles atuam de forma conjunta, quando os reservatórios sofrem uma perturbação, como por exemplo, uma perfuração de um poço para produção de hidrocarbonetos. Esses mecanismos naturais podem ser: deslocamento gravitacional, expansão da rocha e fluidos dentre outros (DONNEZ, 2007).

Em 1985, *Kermit E. Brown, James F. Lea*, partindo do conceito de otimização global de um sistema de produção petrolífero, desenvolveram os seguintes conceitos:

- Determinaram a vazão na qual um poço de gás produzirá, considerando as limitações e variáveis do sistema, como por exemplo, a geometria do furo de poço, localização do furo e material das proximidades do poço. Para essa análise primária utiliza-se uma vazão de fluxo natural, ou seja, a vazão que o reservatório tem condições de oferecer para o poço.
- Determinar em quais condições de fluxo um poço pode operar, ou seja, quais os níveis de produção levará o poço ao seu ápice ou tornará o poço improdutivo (morto).
- Selecionar um momento ideal de implantação de um sistema artificial, pois como se acompanha o perfil de pressão ao longo da produção, existem indicativos nos quais se pode realizar essa implantação de forma econômica, sem prejuízos significativos de produção.
- Otimiza o sistema para a vazão de fluxo de maneira mais econômica possível.
- Permite que as equipes responsáveis pela produção, engenheiros e Gerentes de operação, tenham um reconhecimento rápido de formas de aumentar as vazões de produção, assim otimizando o tempo de resposta do reservatório.

Essa análise é uma excelente ferramenta para otimizar a vazão de fluxo, tanto para poços de óleo quanto para poços de gás, pois ela sempre esta relacionando dois parâmetros importantíssimos para a produção, que são pressão e vazão.

Em 1987, *R. M. Frear Jr, and J. P. Yu and J. R. Blair*, abordaram uma análise na qual pode ser utilizado para otimizar um sistema de produção, sendo capaz de determinar essa produção tanto em reservatórios de gás como para reservatórios de óleo. Cada componentes de produção é analisado de forma separada, ou seja, divide-se o sistema de produção em partes, sendo o reservatório ao poço uma parte, do fundo do poço a cabeça de produção outra parte, e assim até chegar ao tanque de armazenagem do hidrocarboneto. Esse desmembramento do sistema permite que se tenha um maior controle sobre a vazão e assim permite um maior retorno econômico. Duas razões contribuíram para que esse método de análise introduzido na indústria petrolífera, o avanço da tecnologia em métodos de medição e as aplicações computadorizadas, que permitem as medições precisas e cálculos rápidos de algoritmos complexos, fornecendo dados que são facilmente compreendidos. Como a técnica permite mapear curvas de performance diferentes no mesmo gráfico, as previsões podem ser feitos sobre os efeitos de modificar e revisar qualquer sistema de produção como também alterar programação. Essa análise consiste em praticamente dois passos, o primeiro a colocação dos nós, um nó é qualquer ponto no sistema onde haja interesse em se definir uma pressão de referência de um componente determinado, que podem se encontrar em diferentes partes do poço. O segundo passo é a geração de um gráfico total, sendo que para gerar esse gráfico utiliza-se da pressão no nó versus vazão de operação naquele momento, para isso necessita-se de uma ferramenta visual para determinar o parâmetro dominante do poço, ou seja, qual ou quais das variáveis tem mais impacto sobre aquele meio de produção. Essas curvas geradas independentemente para cada segmento são interceptadas em um ponto que indica a capacidade produtiva do sistema para um arranjo particular de componentes.

## **2.1 Classificação dos Reservatórios**

Os diferentes tipos de reservatórios podem ser classificados de acordo com a temperatura e pressão inicial que o reservatório se encontra, podendo apresentar duas fases, sendo estas, líquido e gás, quando os diagramas de fases que relaciona pressão e

temperatura atingiram suas condições, chamado de reservatório de Petróleo. E ainda o reservatório ser completamente preenchido pela fase gasosa, sendo assim chamado de reservatório de gás.

## **2.2 Reservatórios de Petróleo**

Se a temperatura do reservatório  $T$  é menor que a temperatura crítica  $T_c$  do fluido do reservatório, o reservatório é classificado como reservatório de petróleo. Dependendo da pressão inicial do reservatório, os reservatórios de petróleo podem ser subclassificados nas seguintes categorias:

### *2.2.1 Reservatório de Petróleo subsaturado*

Quando se encontra com uma pressão inicial do reservatório maior que a pressão do ponto de bolha e a temperatura está abaixo da temperatura crítica do fluido do reservatório.

### *2.2.2 Reservatório de Petróleo Saturado*

Quando a pressão inicial do reservatório atinge o ponto de bolho do fluido contido dentro do reservatório.

### *2.2.3 Reservatório de capa de gás*

Quando o reservatório se encontra com uma pressão inicial menor que a pressão no ponto de bolha do fluido do reservatório, assim é denominado de capa de gás ou reservatório de duas fases, apresentando uma fase de gás na superfície e uma fase líquida na parte inferior.

## 2.3 Reservatórios de gás

Se a temperatura do reservatório é maior que a temperatura crítica do fluido do hidrocarboneto, o reservatório é considerado um reservatório de gás Natural ou simplesmente gás. Esses tipos de reservatórios que produzem gás natural podem ser classificados em:

### 2.3.1 Reservatório de condensação retrograda de gás

Esse tipo de reservatório é assim chamado, pois o fluido existe como um gás nas condições iniciais (pressão e temperatura) do reservatório, a medida que entra no poço e começa a subir para a superfície, a pressão e temperatura diminuem e haverá presença da fase líquida no sistema. Entretanto com a produção a pressão no reservatório apresentará um decréscimo que possibilitará a presença de líquido dentro do próprio reservatório.

### 2.3.2 Reservatório de gás úmido

Um reservatório de gás úmido apresenta-se quando a temperatura do reservatório é maior que a cricondentérmica da mistura; por tal motivo, nunca encontrará duas fases coexistindo no reservatório, tendo unicamente a fase gasosa. Contudo a medida que esse gás encontra as condições do separador, no qual apresenta temperatura e pressão mais baixos, boa parte do gás transforma-se em líquido.

### 2.3.3 Reservatório de gás seco

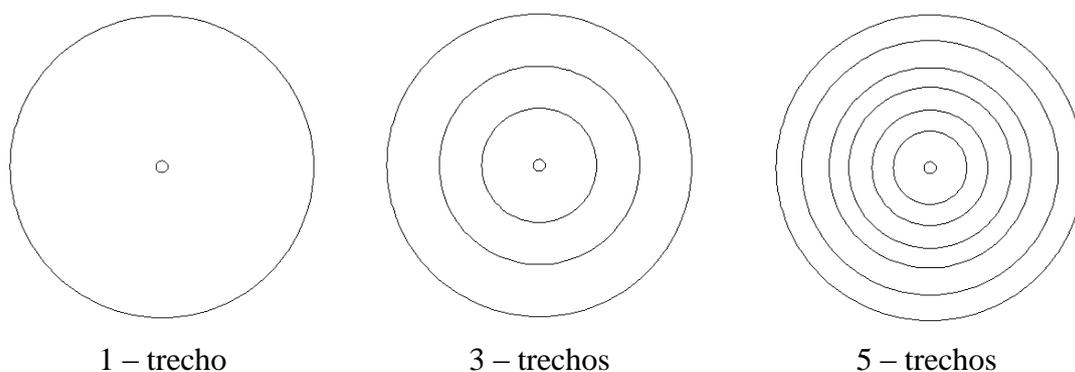
O último tipo de reservatório analisado será o foco do trabalho em questão, por isso será melhor ilustrado e exemplificado do que os tipos de reservatórios anteriores. Conhecido como reservatório de gás seco, pois, em condições de reservatório, o gás contém principalmente metano, com pequenas quantidades de etano, propano e gases mais pesados. Teoricamente, os reservatórios de gás seco não produzem líquido na superfície, mas a diferença entre gás seco e úmido é arbitrária e

geralmente um sistema de hidrocarbonetos que produz com relações gás – petróleo acima de 100.000 scf/STB é considerado gás seco (ROSA, 2006).

### 3 METODOLOGIA

Este trabalho consiste em analisar a variação de pressão de um reservatório de petróleo, modificando o comprimento do poço estudado, denominados de trechos. Os perfis de pressão foram obtidos para 1, 5, 10, 20, 50 trechos. Para isso, as propriedades do reservatório e do gás foram obtidas no livro *Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo* (2002), de Adalberto José Rosa. A figura a seguir exemplifica esquemas hipotéticos de segmentação da área de drenagem do reservatório, uma vista superior.

**Figura 1** – Segmentação da área de drenagem em trechos.



Para avaliar os perfis de pressão, adota-se o gás natural puro, sem contaminantes, compostos somente por carbono e hidrogênio. Essa simplificação não apresenta erros para o estudo, pois se os contaminantes estivessem presentes, seria necessária apenas uma correção para o fator de compressibilidade do gás, porém não impactaria nos perfis de pressão.

No entanto, algumas variáveis foram atribuídas para quantificar e comparar os resultados, como: vazão de gás ( $100000 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$  e  $400000 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$ ), raio externo (500 m, 1000 m e 2000 m) e pressão do reservatório ( $55 \text{ kgf cm}^{-2}$  e  $100 \text{ kgf cm}^{-2}$ ). Valores como a permeabilidade da rocha e altura do reservatório expressas por K e h, respectivamente, são constantes para simplificação operacional. Com os valores acima, pode-se calcular a densidade do gás, viscosidade do gás, as propriedades pseudo-críticas, o fator de compressibilidade do gás e, por fim, a pressão no final de cada trecho ( $P_w''$ ). Assim, os componentes e variáveis do projeto foram calculados como mostra a seguir.

### 3.1 Massa molecular aparente ( $M_a$ )

Massa molecular de uma substância é a soma das massas atômicas de cada átomo que constitui as moléculas. No caso de misturas de componentes, por exemplo, o gás natural, denomina-se massa molecular aparente, pois se trata de uma média ponderada entre a massa molecular de um componente *vezes* sua fração molar na mistura.

O exemplo de gás natural utilizado para o estudo em questão foi retirado do livro de Rosa (2002), servindo apenas de ilustrativo para a validação dos cálculos. Porém, não se encontra na natureza o gás natural sem a presença dos contaminantes, como: gás carbônico, nitrogênio e compostos com enxofre.

**Tabela 1** - Massa molecular aparente

<i>Comp.</i>	<i>Y<sub>i</sub></i>	<i>Y<sub>i</sub></i>	<i>M<sub>i</sub></i>	<i>Y<sub>i</sub>M<sub>i</sub></i>
C1	87,5	0,875	16,043	14,038
C2	8,3	0,083	30,070	2,496
C3	2,11	0,0211	44,097	0,926
iC4	0,6	0,006	58,123	0,349
nC4	0,8	0,008	58,123	0,465
iC5	0,300	0,003	72,150	0,216
nC5	0,200	0,002	72,150	0,144
C6	0,100	0,001	86,177	0,086
C7+	0,1000	0,001	114,231	0,114
<b>Soma</b>	<b>100,00</b>	<b>1,00</b>		<b>18,804</b>

Fonte: ROSA (2002)

Sendo assim, o peso molecular da mistura gasosa é de:  $M_a = 18,804 \text{ lbm lb}^{-1} \text{ mol}$ .

### 3.2 Massa específica

Utilizando a equação de estado dos gases reais  $P \cdot V = Z \cdot n \cdot R \cdot T$  eq. (01), a qual o número de mols é expresso por  $n = \frac{m}{Ma}$  e massa específica é  $\rho = \frac{m}{V}$ , substituindo na equação de estado dos gases reais, obtém-se  $\rho = \frac{P \cdot Ma}{Z \cdot R \cdot T}$ .

### 3.3 Densidade relativa

A densidade da mistura gasosa pode ser determinada na razão entre o peso molecular da mistura gasosa pelo peso molecular do ar, levando em consideração que o peso de ar vale, aproximadamente 28,97 a densidade relativa da mistura é constante, pois deriva-se de duas outras constante no processo. Assim, a densidade relativa equivale a:

$$\gamma_g = \frac{Ma}{28,97} \Rightarrow \gamma_g = 0,629$$

### 3.4 Fator de compressibilidade (Z)

O fator de compressibilidade (Z) pode ser definido como a relação entre o volume que uma dada massa de gás ocupa em certas condições de pressão e temperatura e o volume que essa massa ocuparia nas mesmas condições de temperatura e pressão, se fosse um gás ideal. Ele funciona, portanto, como uma espécie de fator de correção entre o comportamento de gás ideal e o comportamento de gás real (ROSA, 2006).

Para calcular o fator de compressibilidade, é necessário a obtenção das propriedades pseudo-críticas de temperatura e de pressão, que seram constante ao longo dos cálculos, pois são determinadas a partir da densidade relativa do gás e podem ser definidas, através da correlação de Brown (SHOHAM, 2006), da seguinte forma:

$$\text{A pressão pseudo-crítica: } P_{pc} = 706 - 51,7 \cdot \gamma_g - 11,1\gamma_g^2 \quad \text{eq. (02)}$$

$$\text{A temperatura pseudo-crítica: } T_{pc} = 187 + 330 \cdot \gamma_g - 71,5 \cdot \gamma_g^2 \quad \text{eq. (03)}$$

As unidades de pressão e temperatura são *psi* e  $^{\circ}R$ , respectivamente.

A partir dos valores de temperatura e de pressão médias, sendo calculados pela média aritmética de  $P_e$  e  $P_w$  para cada trecho considerado, é possível calcular as propriedades pseudo-reduzidas da mistura, que correlacionam pressão e temperatura médias com pressão e temperatura pseudo-críticas da seção analisada, sendo representada pelas seguintes equações:

$$P_{pr} = \frac{P_{m\u00e9dia}}{P_{pc}} \quad eq.(04)$$

$$T_{pr} = \frac{T_{m\u00e9dio}}{T_{pc}} \quad eq.(05)$$

Ap\u00f3s o c\u00e1lculo dessas vari\u00e1veis, \u00e9 poss\u00edvel encontrar o valor do fator de compressibilidade, que pode ser definido pela correla\u00e7\u00e3o de Beggs & Brill (SHOHAM, 2006):

$$z = A + \frac{(1-A)}{\text{EXP}(B)} + C \cdot P_{pr}^D \quad eq.(06)$$

As letras A, B, C e D representam as seguintes express\u00f5es:

$$A = 1,39 \cdot (T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36 \cdot T_{pr} - 0,101 \quad eq.(07)$$

$$B = (0,62 - 0,23 \cdot T_{pr}) \cdot P_{pr} + \left( \frac{0,066}{T_{pr}-0,86} - 0,037 \right) \cdot P_{pr} + \left( \frac{0,32 \cdot P_{pr}^6}{10^9(T_{pr}-1)} \right) \quad eq.(08)$$

$$C = 0,132 - 0,32 \cdot \log T_{pr} \quad eq.(09)$$

$$D = 10^{0,3106-(0,49 \cdot T_{pr})+0,1824 \cdot T_{pr}^2} \quad eq.(10)$$

### 3.5 Viscosidade do g\u00e1s ( $\mu_g$ )

A Viscosidade de um fluido \u00e9 o termo utilizado para o fen\u00f4meno que representa a resistividade que o mesmo possui ao movimento, ou seja, \u00e9 o quanto mais dif\u00edcil um determinado fluido pode movimentar-se, variando com a press\u00e3o e temperatura o qual se encontra.

Para press\u00f5es elevadas, o g\u00e1s natural apresenta-se como um g\u00e1s real, tendo um comportamento semelhante ao dos l\u00edquidos, isto \u00e9, a sua viscosidade cresce com a press\u00e3o e decresce com a temperatura.

Portanto, a viscosidade do gás natural será determinada mediante a correlação de Lee, Gonzales e Eakin (1966). As unidades de cada variável são as seguintes:

Densidade do gás ( $\text{g/cm}^3$ )

Peso molecular aparente

Temperatura ( $^{\circ}\text{R}$ )

Viscosidade ( $\text{cP}$ )

$$A = \left( \frac{9,379 + 0,01607 \cdot Ma \cdot T^{1,5}}{209,2 + 19,26 \cdot Ma + T} \right) \quad \text{eq.(11)}$$

$$B = 3,448 + \frac{986,4}{T} + 0,01009 \cdot Ma \quad \text{eq.(12)}$$

$$C = 2,447 - 0,2224 \cdot B \quad \text{eq.(13)}$$

$$\mu_g = A \cdot (10^{-4}) \cdot \text{EXP}(B \cdot \rho_g^C) \quad \text{eq.(14)}$$

### 3.6 Pressão no poço ( $P_w$ )

A equação diferencial parcial do fluxo de gases através de meios porosos, denominada equação da difusividade hidráulica, é resultado da interação entre equação da continuidade, equação de fluxo (lei de Darcy) e equação de estado.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \rho \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \rho \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \rho \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} \right) = \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t}$$

Na formulação da equação da difusividade serão admitidas as seguintes hipóteses:

- Meio poroso, homogêneo e isotrópico;
- Fluxo estritamente horizontal e isotérmico;
- Poço penetrando totalmente a formação;
- Permeabilidade constante;
- Pequenos gradientes de pressão;
- Rocha com compressibilidade pequena e constante;
- Forças gravitacionais desprezíveis;
- Fluidos e rochas não reagentes entre si.

Simplificando a equação original e transformando para coordenadas cilíndricas, podemos chegar a seguinte formulação:

$$\left| \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu}{k_p} \frac{\partial p^2}{\partial t} \right. \quad eq.(16)$$

As equações para regime permanente descrevem o movimento do fluido em um meio poroso cilíndrico de raio da base igual a  $r_e$  e altura  $h$ , com um poço de raio  $r_w$  situado no seu centro. Esse meio poroso recebe uma alimentação externa, contínua e constante, de tal maneira que o fluido produzido através do poço é repostado, simultaneamente, através da fronteira externa. Devido à alimentação externa, a derivada parcial em relação ao tempo será zero. Com isso, essa equação resume-se:

$$\left| \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dp^2}{dr} \right) = 0 \right. \quad eq.(17)$$

E, utilizando as condições de contorno,  $\begin{cases} r = r_w \Rightarrow p(r_w) = p_w \\ r = r_e \Rightarrow p(r_e) = p_e \end{cases}$ , temos que a equação dos gases em fluxo radial pode ser expressa pela seguinte equação:

$$\left| P_e^2 - P_w^2 = \left( \frac{1422 \cdot T \cdot Z \cdot \mu_g \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \cdot q_g}{K \cdot h} \right) \right. \quad eq.(18)$$

As unidades da equação anterior são:

$P$	(psi)
$T$	(°R)
$\mu_g$	(cP)
$r$	(ft)
$q_g$	(M scf/d)
$h$	(ft)
$K$	(ft)

O fator 1422 é um número utilizado para transformar as unidades.

### 3.7 Desenvolvimento dos cálculos

O experimento consiste em simulações, divididas em partes, nas quais foram usados parâmetros fixos e variáveis. Além disso, utilizamos a ferramenta do Excel para realizar os cálculos, mantendo o mesmo mecanismo experimental para cada caso.

#### 3.7.1 Rotina de cálculo 1

A primeira simulação foi realizada utilizando uma vazão de gás na ordem de  $100.000 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$ , com uma pressão inicial no reservatório de  $55 \text{ kgf/cm}^2$ , denominada de pressão do reservatório ( $P_e$ ). O reservatório apresenta uma temperatura constante de  $35 \text{ }^\circ\text{C}$  e três medidas de raios diferentes: Re1 de 500 m, Re2 de 1000 m e Re3 de 2000 m. Esses raios serão constantes para todas as simulações.

A partir dos valores de pressão inicial do reservatório e temperatura, calcula-se as propriedades pseudo-críticas e em seguida as pseudo-reduzidas. Com base nas propriedades calculadas, determina-se o valor da densidade do gás, viscosidade do gás, utilizando a *eq.(14)*. Por sua vez, calculou-se um valor para o fator de compressibilidade do gás aplicado pela *eq.(06)*. Esses valores são substituídos na *eq.(18)* para encontrar o valor da queda de pressão no final do trecho ( $P_w''$ ). Nessa rotina experimental, o reservatório foi dividido em um, cinco, dez, vinte e cinquenta trechos, ou seja, o raio externo do reservatório foi dividido em partes, iniciando em pressão externa ( $P_e$ ) e caindo para pressão do final do trecho ( $P_w''$ ). Esse valor de ( $P_w''$ ) encontrado será utilizado no próximo cálculo como sendo o novo ( $P_e$ ) e as propriedades dos fluidos são re-calculadas pela média aritmética entre ( $P_e$ ) e ( $P_w$ ) em cada intervalos do reservatório. No mais, esse procedimento aplica-se para as três mudanças no comprimento do raio do reservatório.

As rotinas de cálculos a seguir apresentam-se com o mesmo mecanismo e raciocínio, mudando apenas as condições iniciais do reservatório, por isso não se faz necessário a repetição de como foi realizado o roteiro. Porém, as condições de operação são indispensáveis.

### 3.7.2 Rotina de cálculo 2

Essa rotina foi realizada utilizando uma vazão de gás na ordem de 400.000  $\text{m}^3 \text{d}^{-1}$  e a pressão no reservatório é de 100  $\text{kgf cm}^{-2}$ . Essa será a pressão inicial do reservatório ( $P_e$ ) e a temperatura também é constante no valor de 50 °C. Mantendo as mesmas divisões de trechos, os três raios diferentes do reservatório são: Re1 de 500 m, Re2 de 1000 m e Re3 de 2000 m.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir dos procedimentos adotados na metodologia, pôde-se concluir algumas informações importantes acerca do modelo estudado. O resultado encontrado nas rotinas de cálculos apresenta um perfil de queda de pressão coerente com os perfis de pressão de reservatórios reais. O perfil de pressão calculado é simplificado, porém essas simplificações permitem inferir sobre o comportamento do reservatório de maneira satisfatória, levando em consideração que algumas simplificações no modelo e na análise tornaram-se necessárias para que se pudesse realizar o trabalho.

### 4.1 Resultado do primeiro caso

A fim de demonstrar o resultado do primeiro caso, faz-se necessário relembrar quais as condições de iniciais e parâmetros de cálculos:

✓ Vazão de gás	100.000 m <sup>3</sup> d <sup>-1</sup>
✓ Pressão inicial do reservatório	55 kgf cm <sup>-2</sup>
✓ Temperatura	35 °C
✓ Permeabilidade (K)	10 ft
✓ Espessura	30 ft

Iniciou-se com o cálculo da queda de pressão para a divisão do reservatório em um único trecho. Depois, para cinco, dez, vinte e, por último, uma divisão de cinquenta trechos do reservatório. Podemos notar os resultados nas tabelas a seguir:

**Tabela 2** - Queda de pressão para 1 trecho

1 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,42	3280,84	6561,68	750,0	750,0	750,0
0,1	0,1	0,1	492,3	467,8	441,8

Fonte: elaborada pelo autor (2016)

**Tabela 3 - Queda de pressão para 5 trechos**

5 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,42000	3280,84000	6561,68000	750,0	750,0	750,0
1312,4	2624,8	5249,7	744,8	744,8	744,8
984,4	1968,8	3937,7	738,1	738,1	738,1
656,4	1312,8	2625,7	728,6	728,6	728,6
328,4	656,8	1313,7	712,0	712,0	712,0
0,1	0,1	0,1	484,9	459,6	432,7

Fonte: elaborada pelo autor (2016)

**Tabela 4 - Queda de pressão para 10 trechos**

10 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,42	3280,84	6561,68	750,0	750,0	750,0
1476,4	2952,8	5905,7	747,6	747,6	747,6
1312,4	2624,8	5249,7	744,8	744,8	744,8
1148,4	2296,8	4593,7	741,7	741,7	741,7
984,4	1968,8	3937,7	738,1	738,1	738,1
820,4	1640,8	3281,7	733,8	733,8	733,8
656,4	1312,8	2625,7	728,5	728,5	728,5
492,4	984,8	1969,7	721,7	721,7	721,7
328,4	656,8	1313,7	711,9	711,9	711,9
164,4	328,8	657,7	694,8	694,8	694,8
0,1	0,1	0,1	474,1	448,0	420,1

Fonte: elaborada pelo autor (2016)

**Tabela 5 - Queda de pressão para 20 trechos**

20 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,42	3280,84	6561,68	750,0	750,0	750,0
1558,4	3116,8	6233,7	748,8	748,8	748,8
1476,4	2952,8	5905,7	747,6	747,6	747,6
1394,4	2788,8	5577,7	746,2	746,2	746,2
1312,4	2624,8	5249,7	744,8	744,8	744,8
1230,4	2460,8	4921,7	743,3	743,3	743,3
1148,4	2296,8	4593,7	741,7	741,7	741,7
1066,4	2132,8	4265,7	739,9	739,9	739,9
984,4	1968,8	3937,7	738,1	738,1	738,1
902,4	1804,8	3609,7	736,0	736,0	736,0
820,4	1640,8	3281,7	733,7	733,7	733,7
738,4	1476,8	2953,7	731,2	731,2	731,2
656,4	1312,8	2625,7	728,4	728,4	728,4
574,4	1148,8	2297,7	725,2	725,2	725,2
492,4	984,8	1969,7	721,5	721,5	721,5
410,4	820,8	1641,7	717,1	717,1	717,1
328,4	656,8	1313,7	711,7	711,7	711,7
246,4	492,8	985,7	704,7	704,7	704,7
164,4	328,8	657,7	694,6	694,6	694,6
82,4	164,8	329,7	677,1	677,1	677,1
0,1	0,1	0,1	474,4	448,3	420,6

Fonte: elaborada pelo autor (2016)

**Tabela 6 - Queda de pressão para 50 trechos**

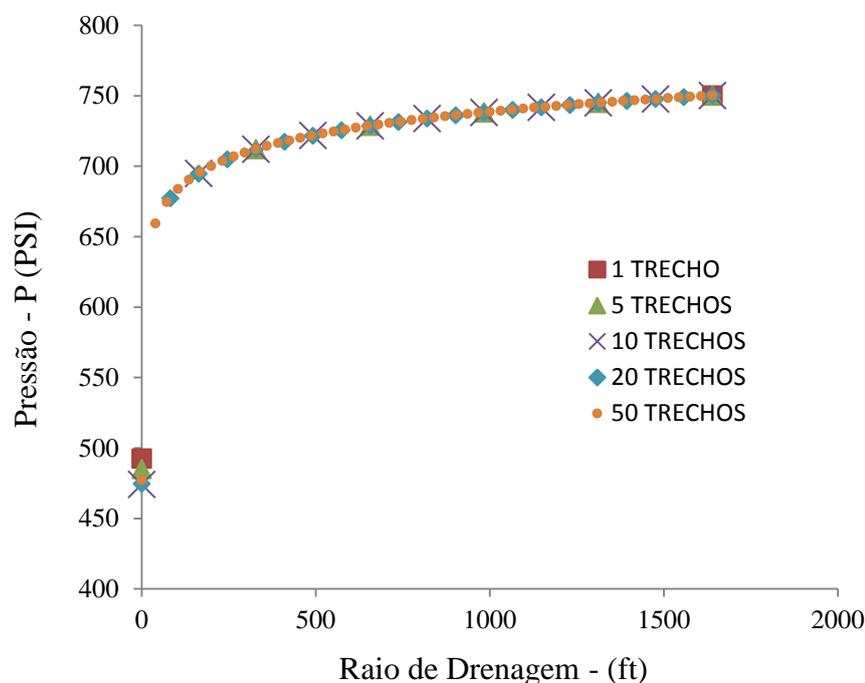
50 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,42	3280,84	6561,68	750,0	750,0	750,0
1608,4	3215,84	6430,68	749,5	749,5	749,5
1576,4	3150,84	6299,68	749,1	749,1	749,1
1544,4	3085,84	6168,68	748,6	748,6	748,6
1512,4	3020,84	6037,68	748,1	748,1	748,1
1480,4	2955,84	5906,68	747,6	747,6	747,6
1448,4	2890,84	5775,68	747,1	747,1	747,1
1416,4	2825,84	5644,68	746,6	746,5	746,5
1384,4	2760,84	5513,68	746,1	746,0	746,0
1352,4	2695,84	5382,68	745,5	745,5	745,4
1320,4	2630,84	5251,68	745,0	744,9	744,8
1288,4	2565,84	5120,68	744,4	744,3	744,3
1256,4	2500,84	4989,68	743,8	743,7	743,7
1224,4	2435,84	4858,68	743,2	743,1	743,0
1192,4	2370,84	4727,68	742,6	742,5	742,4
1160,4	2305,84	4596,68	742,0	741,8	741,7
1128,4	2240,84	4465,68	741,3	741,2	741,1
1096,4	2175,84	4334,68	740,6	740,5	740,4
1064,4	2110,84	4203,68	740,0	739,8	739,7
1032,4	2045,84	4072,68	739,2	739,0	738,9
1000,4	1980,84	3941,68	738,5	738,3	738,2
968,4	1915,84	3810,68	737,7	737,5	737,4
936,4	1850,84	3679,68	737,0	736,7	736,5
904,4	1785,84	3548,68	736,1	735,8	735,7
872,4	1720,84	3417,68	735,3	735,0	734,8
840,4	1655,84	3286,68	734,4	734,1	733,9
808,4	1590,84	3155,68	733,5	733,1	732,9
776,4	1525,84	3024,68	732,5	732,1	731,9
744,4	1460,84	2893,68	731,6	731,1	730,9
712,4	1395,84	2762,68	730,5	730,0	729,8
680,4	1330,84	2631,68	729,4	728,9	728,6
648,4	1265,84	2500,68	728,3	727,7	727,4
616,4	1200,84	2369,68	727,1	726,5	726,1
584,4	1135,84	2238,68	725,8	725,1	724,8
552,4	1070,84	2107,68	724,5	723,7	723,3
520,4	1005,84	1976,68	723,0	722,2	721,8
488,4	940,84	1845,68	721,5	720,6	720,2
456,4	875,84	1714,68	719,9	718,9	718,4
424,4	810,84	1583,68	718,2	717,0	716,5
392,4	745,84	1452,68	716,3	715,0	714,4
360,4	680,84	1321,68	714,2	712,8	712,1
328,4	615,84	1190,68	712,0	710,4	709,6
296,4	550,84	1059,68	709,5	707,7	706,7
264,4	485,84	928,68	706,7	704,6	703,5
232,4	420,84	797,68	703,5	701,1	699,7
200,4	355,84	666,68	699,9	696,9	695,3
168,4	290,84	535,68	695,6	691,9	689,8
136,4	225,84	404,68	690,3	685,6	682,8
104,4	160,84	273,68	683,6	676,9	672,8
72,4	95,84	142,68	674,3	663,6	655,8
40,4	30,84	11,68	659,2	633,4	586,1
0,1	0,1	0,1	476,9	450,4	422,1

Fonte: elaborada pelo autor (2016)

#### 4.1.1 Gráficos do primeiro caso

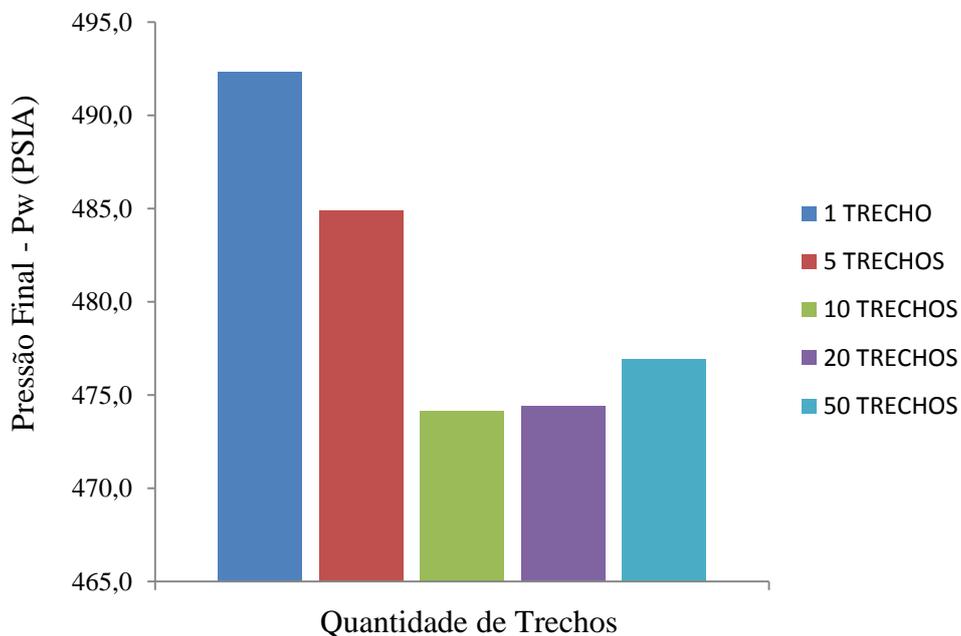
Com os valores das tabelas do primeiro caso, pôde-se analisar o efeito da divisão em partes do reservatório. Essas divisões permitem uma sensibilidade maior na análise dos dados, pois possibilitam comparar a influência de cada conjunto de trecho. Abaixo, projetamos os gráficos comparativos entre o número de divisões e o raio externo do reservatório. O Gráfico 1 representa a queda de pressão no reservatório, tomando como base os dados das tabelas que estão no sub-tópico 4.1.

**Gráfico 1** – Influência dos trechos para Re de 1640,4 ft



Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

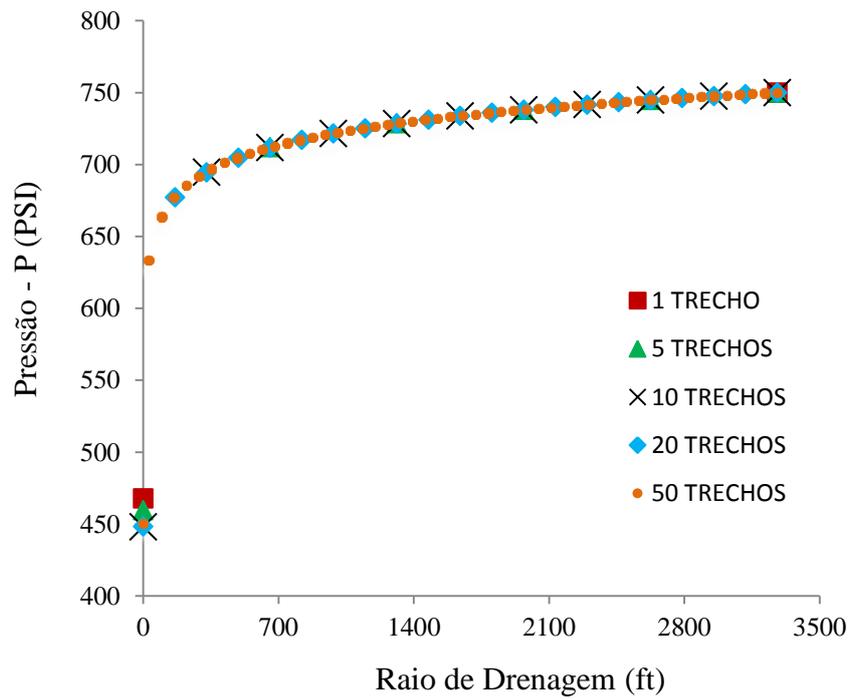
Este gráfico mostra o comportamento do reservatório de raio igual a 1640,4 ft (500 m) com cinco divisões de trecho, demonstrando o perfil para cada caso. Os perfis iniciam-se de forma semelhante sendo que, até próximo de 250 ft, os cinco perfis são praticamente iguais. Contudo, nas proximidades do poço é onde encontramos uma maior divergência dos perfis, em vista que a situação responsável por dividir o reservatório em um trecho possui uma queda de pressão bastante brusca. Já à medida que se aumenta o número de divisões de trechos, observa-se um perfil no qual a queda de pressão é mais atenuada.

**Gráfico 2** – Comparativo entre as pressões finais

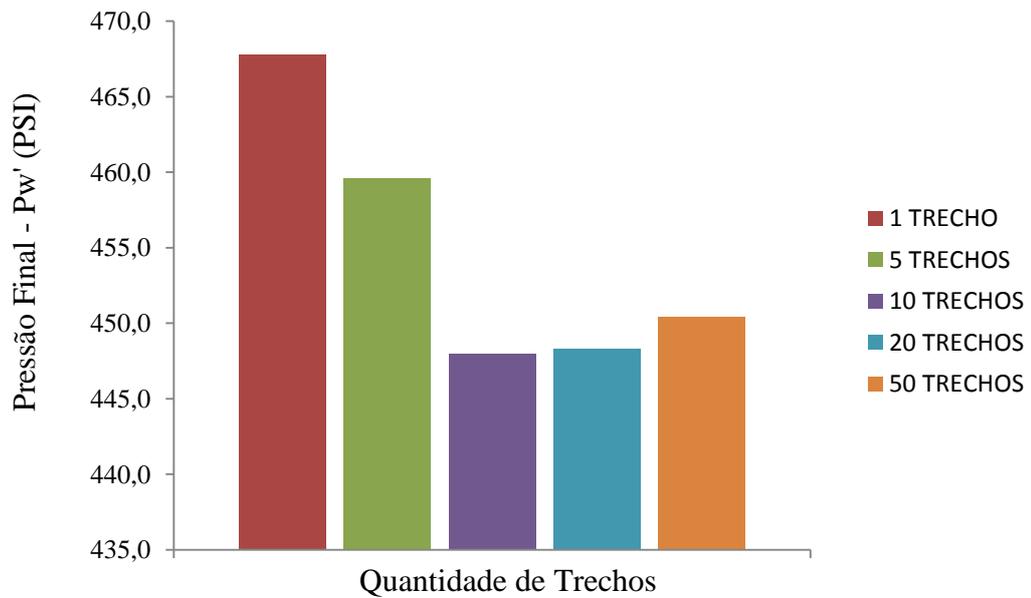
Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

O gráfico de barras acima permite uma observação mais pontual na pressão final do fundo do poço ( $P_w$ ), onde nota-se um perfil parabólico. À medida que se aumenta o número de trechos de divisão, há uma queda na pressão final. No entanto, essa descida atinge um valor de mínimo e começa a subir novamente à proporção que se aumenta o número de divisões de trechos.

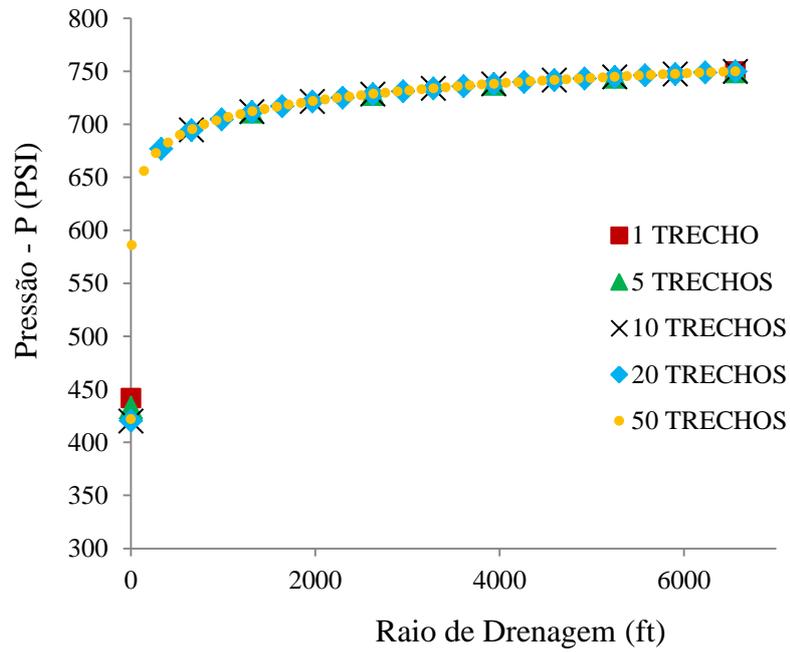
O perfil de queda de pressão para as condições de reservatório do primeiro caso, levando em consideração a mudança dos raios externos, apresenta-se de forma semelhante como mostrado nos gráficos 3 e 4. Com isso, esses resultados permitem que se obtenha os gráficos 5 e 6, expondo o perfil semelhante com uma queda de pressão nas primeiras divisões até atingir um valor mínimo e, em seguida, aumentando o valor de pressão final.

**Gráfico 3 - Influência dos trechos para Re de 3280,8 ft**

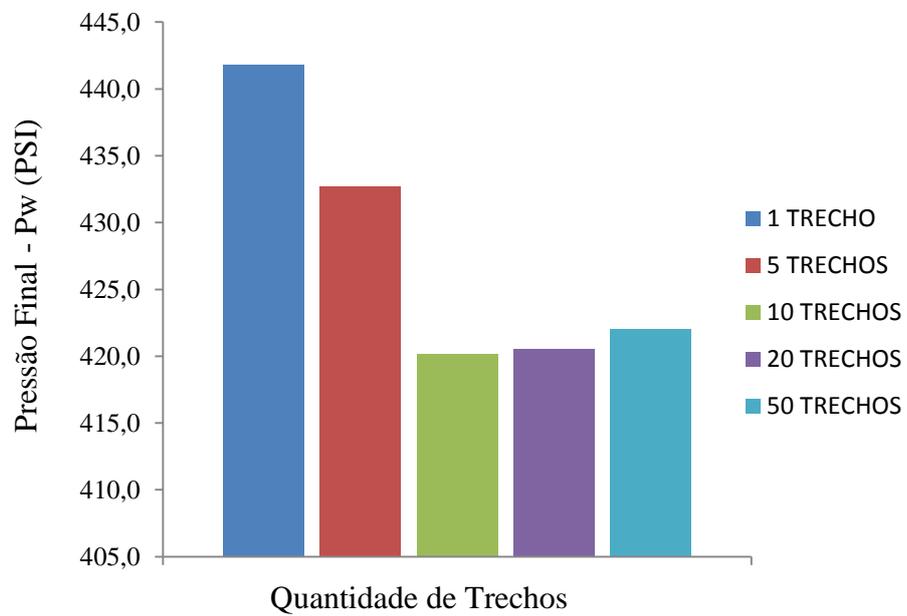
Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Gráfico 4 – Comparativo entre as pressões finais**

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Gráfico 5** - Influência dos trechos para Re de 3280,8 ft

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Gráfico 6** – Comparativo entre as pressões finais

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

## 4.2 Resultado do segundo caso

As condições do segundo caso:

✓ Vazão de gás	400.000 m <sup>3</sup> d <sup>-1</sup>
✓ Pressão inicial do reservatório	100 kgf cm <sup>-2</sup>
✓ Temperatura	50 °C
✓ Permeabilidade (K)	10 ft
✓ Espessura (h)	30 ft

No segundo caso, fazendo de forma semelhante ao primeiro, pôde-se verificar os valores obtidos nas tabelas abaixo:

**Tabela 7** - Queda de pressão para 1 trecho

1 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,42	3280,84	6561,68	1422,3	1422,3	1422,3
0,1	0,1	0,1	608,2	543,5	387,2

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Tabela 8** - Queda de pressão para 5 trechos

5 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,42	3280,84	6561,68	1422,3	1422,3	1422,3
1312,4	2624,8	5249,7	1408,25	1408,25	1405,11
984,4	1968,8	3937,7	1389,90	1389,90	1382,60
656,4	1312,8	2625,7	1363,60	1363,60	1350,26
328,4	656,8	1313,7	1317,44	1317,44	1293,23
0,1	0,1	0,1	536,11	404,27	312,40

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Tabela 9** - Queda de pressão para 10 trechos

10 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,4	3280,8	6561,7	1422,33	1422,33	1422,33
1476,4	2952,8	5905,7	1415,71	1415,70	1415,70
1312,4	2624,8	5249,7	1408,27	1408,25	1408,26
1148,4	2296,8	4593,7	1399,79	1399,76	1399,77
984,4	1968,8	3937,7	1389,96	1389,90	1389,90
820,4	1640,8	3281,7	1378,24	1378,13	1378,15
656,4	1312,8	2625,7	1363,79	1363,60	1363,63
492,4	984,8	1969,7	1344,97	1344,62	1344,67
328,4	656,8	1313,7	1318,07	1317,41	1317,51
164,4	328,8	657,7	1270,93	1269,56	1269,76
0,1	0,1	0,1	561,68	401,76	205,28

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Tabela 10** - Queda de pressão para 20 trechos

20 trecho					
Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,4	3280,8	6561,7	1422,33	1422,33	1422,33
1558,4	3116,8	6233,7	1419,11	1419,11	1419,11
1476,4	2952,8	5905,7	1415,70	1415,70	1415,70
1394,4	2788,8	5577,7	1412,09	1412,09	1412,09
1312,4	2624,8	5249,7	1408,25	1408,25	1408,25
1230,4	2460,8	4921,7	1404,15	1404,15	1404,15
1148,4	2296,8	4593,7	1399,75	1399,75	1399,75
1066,4	2132,8	4265,7	1395,01	1395,00	1395,01
984,4	1968,8	3937,7	1389,87	1389,86	1389,87
902,4	1804,8	3609,7	1384,25	1384,24	1384,25
820,4	1640,8	3281,7	1378,07	1378,06	1378,07
738,4	1476,8	2953,7	1371,21	1371,20	1371,21
656,4	1312,8	2625,7	1363,49	1363,47	1363,49
574,4	1148,8	2297,7	1354,68	1354,66	1354,68
492,4	984,8	1969,7	1344,43	1344,40	1344,43
410,4	820,8	1641,7	1332,20	1332,17	1332,20
328,4	656,8	1313,7	1317,06	1317,02	1317,06
246,4	492,8	985,7	1297,27	1297,21	1297,27
164,4	328,8	657,7	1268,83	1268,75	1268,83
82,4	164,8	329,7	1218,67	1218,51	1218,67
0,1	0,1	0,1	518,04	373,99	130,95

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Tabela 11 - Queda de pressão para 50 trechos**

50 trecho	Re (1) - ft	Re (2) - ft	Re (3) - ft	Pw" (1) - PSI	Pw" (2) - PSI	Pw" (3) - PSI
1640,4	3280,8	6561,7	1422,33	1422,33	1422,33	
1608,4	3215,84	6430,68	1421,09	1421,07	1421,06	
1576,4	3150,84	6299,68	1419,83	1419,79	1419,77	
1544,4	3085,84	6168,68	1418,54	1418,48	1418,45	
1512,4	3020,84	6037,68	1417,22	1417,14	1417,09	
1480,4	2955,84	5906,68	1415,87	1415,77	1415,71	
1448,4	2890,84	5775,68	1414,49	1414,36	1414,30	
1416,4	2825,84	5644,68	1413,08	1412,92	1412,85	
1384,4	2760,84	5513,68	1411,64	1411,45	1411,36	
1352,4	2695,84	5382,68	1410,15	1409,94	1409,84	
1320,4	2630,84	5251,68	1408,64	1408,40	1408,27	
1288,4	2565,84	5120,68	1407,08	1406,81	1406,67	
1256,4	2500,84	4989,68	1405,48	1405,18	1405,02	
1224,4	2435,84	4858,68	1403,84	1403,50	1403,33	
1192,4	2370,84	4727,68	1402,15	1401,78	1401,59	
1160,4	2305,84	4596,68	1400,42	1400,00	1399,79	
1128,4	2240,84	4465,68	1398,63	1398,17	1397,95	
1096,4	2175,84	4334,68	1396,79	1396,29	1396,04	
1064,4	2110,84	4203,68	1394,89	1394,35	1394,07	
1032,4	2045,84	4072,68	1392,93	1392,34	1392,04	
1000,4	1980,84	3941,68	1390,91	1390,26	1389,94	
968,4	1915,84	3810,68	1388,82	1388,11	1387,76	
936,4	1850,84	3679,68	1386,65	1385,89	1385,50	
904,4	1785,84	3548,68	1384,40	1383,58	1383,16	
872,4	1720,84	3417,68	1382,07	1381,18	1380,72	
840,4	1655,84	3286,68	1379,65	1378,68	1378,19	
808,4	1590,84	3155,68	1377,13	1376,07	1375,54	
776,4	1525,84	3024,68	1374,50	1373,36	1372,78	
744,4	1460,84	2893,68	1371,75	1370,51	1369,89	
712,4	1395,84	2762,68	1368,88	1367,54	1366,85	
680,4	1330,84	2631,68	1365,87	1364,41	1363,66	
648,4	1265,84	2500,68	1362,71	1361,11	1360,30	
616,4	1200,84	2369,68	1359,37	1357,64	1356,75	
584,4	1135,84	2238,68	1355,85	1353,96	1352,99	
552,4	1070,84	2107,68	1352,12	1350,05	1348,99	
520,4	1005,84	1976,68	1348,16	1345,88	1344,72	
488,4	940,84	1845,68	1343,93	1341,42	1340,13	
456,4	875,84	1714,68	1339,40	1336,62	1335,19	
424,4	810,84	1583,68	1334,52	1331,44	1329,84	
392,4	745,84	1452,68	1329,24	1325,79	1324,00	
360,4	680,84	1321,68	1323,48	1319,60	1317,57	
328,4	615,84	1190,68	1317,15	1312,75	1310,43	
296,4	550,84	1059,68	1310,14	1305,09	1302,41	
264,4	485,84	928,68	1302,27	1296,41	1293,27	
232,4	420,84	797,68	1293,33	1286,40	1282,65	
200,4	355,84	666,68	1282,99	1274,60	1269,99	
168,4	290,84	535,68	1270,72	1260,27	1254,38	
136,4	225,84	404,68	1255,69	1242,05	1234,07	
104,4	160,84	273,68	1236,35	1217,14	1205,13	
72,4	95,84	142,68	1209,35	1178,10	1155,29	
40,4	30,84	11,68	1164,96	1087,55	939,08	
0,1	0,1	0,1	520,25	377,58	133,74	

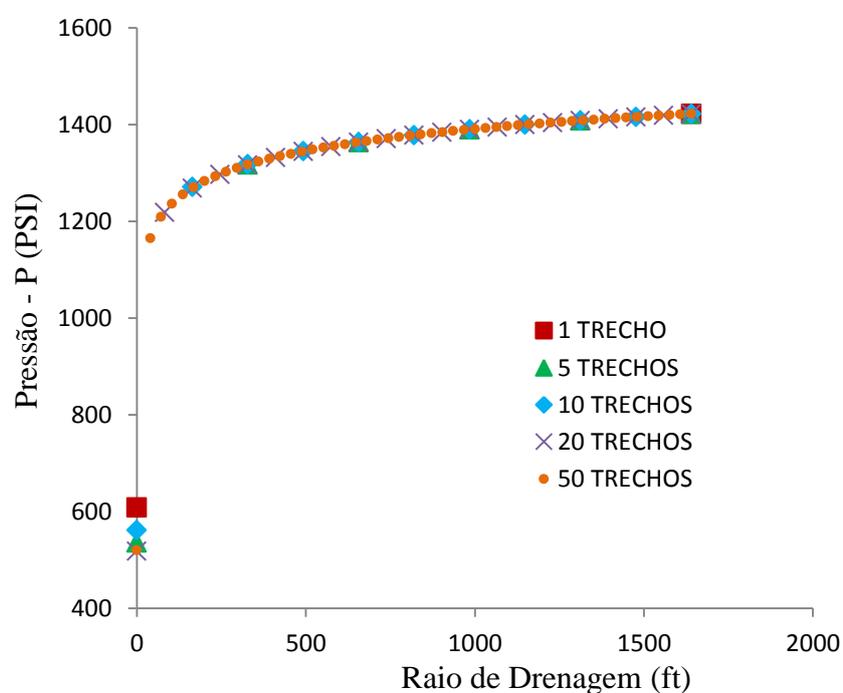
Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

### 4.3.1 Gráficos do segundo caso

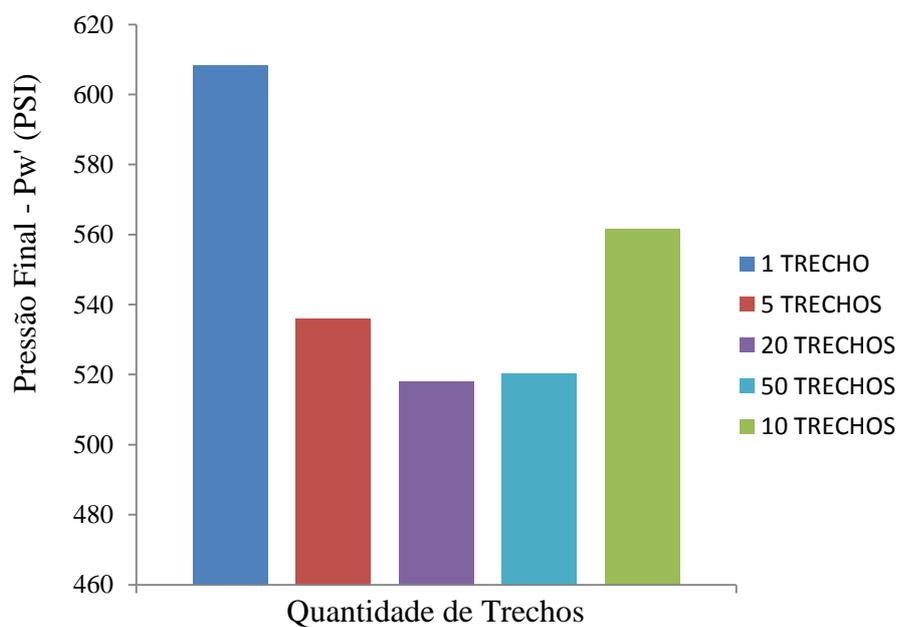
Analogamente, com os valores das tabelas anteriores, pôde-se plotar os gráficos demonstrando os efeitos das divisões em trechos para um reservatório de raio externo de 1640,2; 3280,8 e 6560,8 ft. Abaixo, estão os gráficos comparativos entre o número de divisões e o raio externo do reservatório.

Os gráficos 7 e 8 mostram a semelhança dos perfis com a simulação anterior, apresentando tal modificação: o valor de mínimo no qual observa-se o aumento na pressão final do reservatório.

**Gráfico 7** – Influência dos trechos para Re de 3280,8 ft



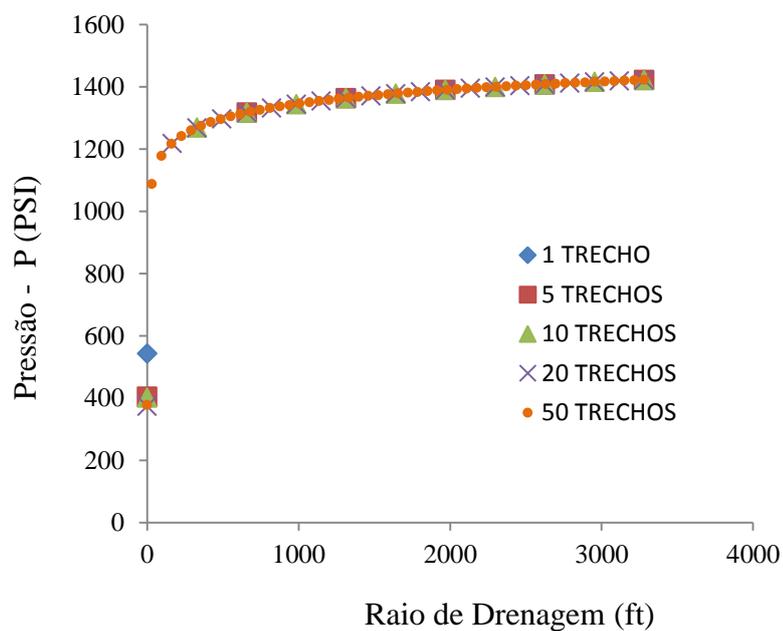
Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Gráfico 8** – Comparativo entre as pressões finais

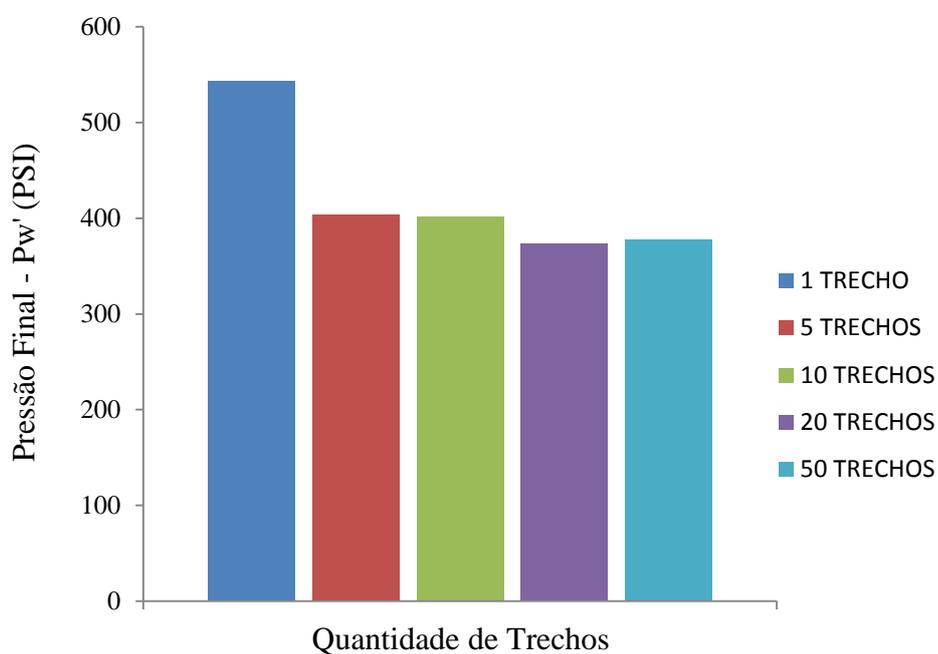
Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

Como no caso acima o reservatório possui um raio externo relativamente pequeno, observa-se o momento que ocorre a inversão na tendência de pressão final no fundo do reservatório.

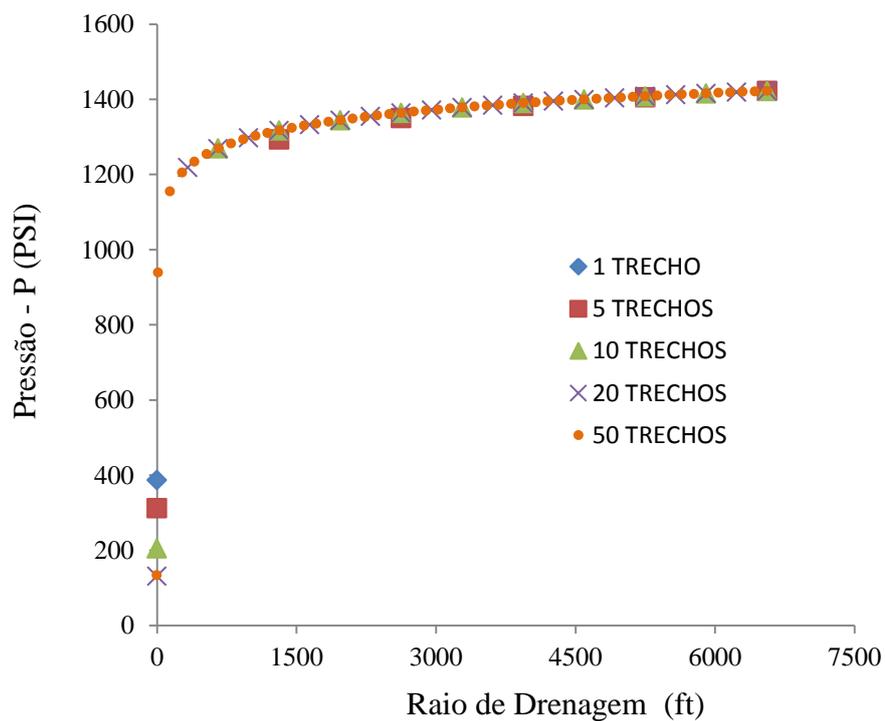
Já nos gráficos 9 e 11, onde encontra-se um raio externo um pouco maior, não é possível identificar esse valor de mínimo, por conta de que esse resultado tende a ser deslocado, necessitando de um maior número de divisões para que ele seja visível.

**Gráfico 9** – Influência dos trechos para Re de 3280,8 ft

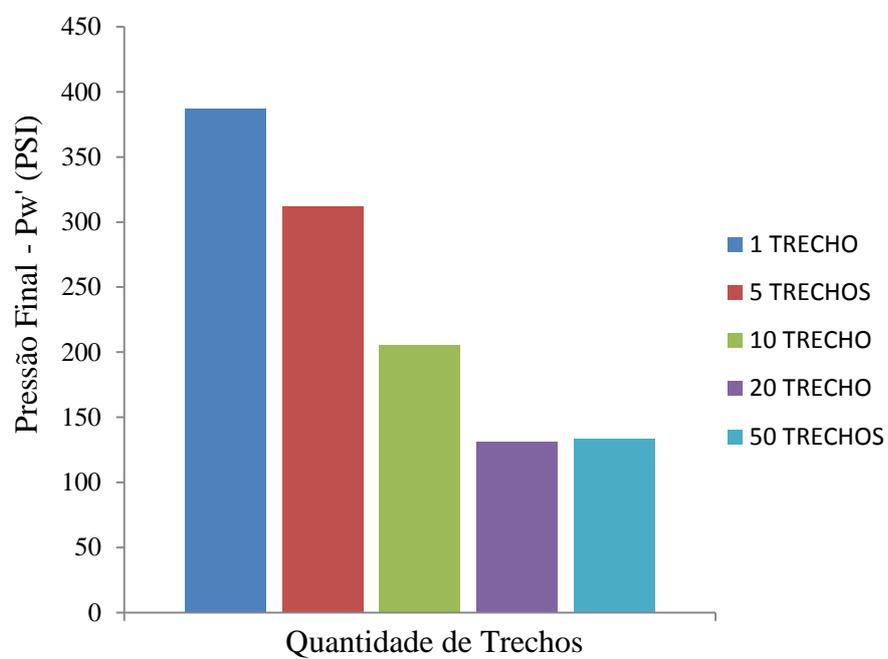
Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Gráfico 10** – Comparativo entre as pressões finais

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Gráfico 11** – Influência dos trechos para Re de 3280,8 ft

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

**Gráfico 12** – Comparativo entre as pressões finais

Fonte: Elaborado pelo autor (2016)

## 5 CONCLUSÕES

Por meio dos resultados obtidos em nossa pesquisa, concluímos que, nas análises realizadas, existe um perfil semelhante para os casos estudados. À medida que aumenta o número de divisões, observa-se também um aumento da queda de pressão até alcançar um certo valor para cada caso. A partir do valor de menor pressão em  $P_w$ , nota-se um leve acréscimo de pressão à proporção que aumenta o número de divisões. Essa situação é encontrada em ambos os casos experimentais.

Além disso, os gráficos de barras mostram a flutuação da pressão final de cada raio em cada caso e demonstram que as pressões finais apresentam-se com uma pequena variação independente do número de divisões adotadas. Mostram também uma linha de tendência que, aumentando cada vez mais o número de divisões, o valor da pressão aproxima-se do valor da pressão final, quando o trecho é dividido em apenas um.

Com o suporte dos gráficos e tabelas mostrados nos resultados, pôde-se concluir que se adotar um único trecho de queda de pressão para um reservatório de gás natural, pode haver pequenos erros nos resultados finais.

Por fim, nota-se que utilizando um maior número de divisões a influência do logaritmo natural ( $\ln$ ) tende a números mais precisos, pois quando trata-se de poucas divisões o valor do logaritmo será um número maior e com isso tendo grande influência na queda de pressão no fundo do poço.

Acredita-se que o objetivo do trabalho foi alcançado a medida que a análise dos parâmetros foi feita assim como uma comparação através de estudos de casos para poços hipotéticos foram realizados para evidenciar quais perfis de queda de pressão no fundo do poço é mais relevante dependendo dos parâmetros estudados.

## REFERÊNCIAS

AHMED, Tarek. **Reservoir Engineering Handbook**. Gulf Professional Publishing, 2000.

BEGGS, H. Dale. **Production Optimization, Using Nodal Analysis**. Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 1991.

\_\_\_\_\_. **Gas Production Operations**. Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications 1984.

BROWN, Kermit E. Roduction Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis. In: \_\_\_\_\_. **The Technology of Artificial Lift Methods**. Vol. 4. Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 1978.

\_\_\_\_\_; LEA, James F. **System Analysis of Oil and Gas Wells**, SPE 14014, 1985.

CHARLES R. SMITH, G. M. TRACY, R. LANCE FARRAR, **Applied Reservoir Engineering**, Volume1, 1992.

ECONOMIDES, Michael J.; HILL, A. Daniel; EHLIGECONOMIDES, Christine, **Petroleum Production System**, 1994.

FREAR JR. R.M.; J.P. YU; J.R. BLAIR, **Application of Nodal Analysis in Appalachian Gas Wells**. West Virginia U., SPE 17061, 1987.

ROSA, Adalberto J.; CARVALHO, Renato de Souza. **Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo**, Rio de Janeiro: Interciência, 2002.

)