

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CENTRO DE EDUCAÇÃO SUPERIOR DA FOZ DO ITAJAÍ
ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

MAICON VINICIUS RITTER DEGGERONI

**TESTES DE POÇOS: COMPARAÇÃO E
VALIDAÇÃO DOS MÉTODOS DE TESTES DE
FLUXO POR MEIO DE *SOFTWARES***

BALNEÁRIO CAMBORIÚ - SC

2018

MAICON VINICIUS RITTER DEGGERONI

**TESTES DE POÇOS: COMPARAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS
MÉTODOS DE TESTES DE FLUXO POR MEIO DE
*SOFTWARES***

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao departamento do curso de Engenharia de Petróleo do Centro de Educação Superior da Foz do Itajaí, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo. Orientadora: Lindaura Maria Steffens, Dra..

BALNEÁRIO CAMBORIÚ - SC
2018

MAICON VINICIUS RITTER DEGGERONI

TESTES DE POÇOS: COMPARAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS
MÉTODOS DE TESTES DE FLUXO POR MEIO DE
SOFTWARES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao departamento do curso de Engenharia de Petróleo do Centro de Educação Superior da Foz do Itajaí, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Banca Examinadora:

Orientadora:

Lindaure Maria Steffens, Dra.

Universidade do Estado de Santa Catarina

Membros:

Carlos Eduardo Metzler de Andrade, MSc.

Universidade do Estado de Santa Catarina

Daniel Fabian Bettú, Dr.

Universidade do Estado de Santa Catarina

BALNEÁRIO CAMBORIÚ - SC
2018

AGRADECIMENTOS

Começo os agradecimentos direcionando a um ser que me escolheu desde o ventre de minha mãe, que me chamou e que me dá suporte por todo o sempre: Deus! Ter entrado na UDESC, vivido tudo o que vivi e o quanto cresci, foi porque Ele sempre esteve comigo.

Agraço ao meu pai, seu Deggeroni, por ter sido meu exemplo e por sua sabedoria ser fundamental em minhas tomadas de decisões. Minha mãe Rose, humilde dona de casa que faz o melhor queijo do mundo. Mulher forte que me criou junto ao meu irmão sem termos a presença diária de um pai. E claro, minha madrastra Jane, simplesmente a pessoa mais importante da minha vida.

Ao longo destes anos no ambiente universitário, conheci centenas de pessoas, isso em função de ter participado do maior projeto de Extensão Universitária da universidade, o "laranja"Núcleo Extensionista Rondon - NER/UDESC. É impossível lembrar do NER sem vir na memória pessoas que levarei comigo para a vida. Agradeço muito ao prof. Alfredo Balduino e a profa. Vera Marques, por terem feito parte de minha vida extensionista durante quatro anos. O conhecimento que vocês me proporcionaram através deste projeto é impagável e nenhuma sala de aula se equivaleria.

Além destes, e não menos importantes, fiz amigos maravilhosos através do NER, tais como Beatriz Deucher da ESAG, que se tornou uma irmã sem ser de sangue. Briane Couto da ESAG, a pequena com a melhor risada do mundo, pequena irmã. Eduardo Stradioto do CAV, o "Dudi", pessoa incrível e com um coração gigante, outro irmão. Maria Luiza do CEO, minha mãe rondonista, pessoa inesquecível. Magda Galvão do CEO, a melhor zootecnista do planeta, minha "brodinha"que mesmo distante sempre foi muito presente. Lucas Kuster do CEAVI, meu coordenador mais marcante nas operações Rondon e que é um irmão para mim. Valmir Bertelli do CEAVI, grande amigo ao qual compartilhei as melhores viagens que fiz na vida representando o NER.

Já no CESFI, acredito que fui premiado com as pessoas mais fantásticas que poderia ter conhecido. O servidor Marcelo Piske, meu irmão em Cristo e meu segundo pai, que sempre me ajudou nos momentos difíceis, me deu apoio, compartilhou momentos marcantes e cativou um enorme pedaço do meu coração. Carlos Matiolo, que cativante! Não existe pessoa no mundo com maior carisma que este ser humano, vai ser meu eterno melhor amigo. Diana Menegaro, que sempre tirou dias de sua vida corrida para me visitar e mostrar sua alegria e beleza radiantes na querida Balneário. Gaby Mendonça, meu refúgio para dias difíceis. E aos grandes Luiz Eduardo, Carlos Eduardo, André Gustavo e Fernanda Lentz com quem pude me alegrar em churrascos rotineiros.

Obrigado prof. Luiz Alves e profa. Lindaura Steffens por terem se tornado os professores dos meus sonhos. Vocês me inspiraram e criaram um forte desejo em mim de também vir a ser professor. A UDESC está muito bem representada por vocês.

Todos e todas vocês me ensinaram a ser feliz e muito grato por cada dia vivido. Gratidão!

RESUMO

A avaliação de formações compreende uma importante área da Engenharia de Petróleo e é responsável por identificar parâmetros do sistema poço-reservatório, comportamento e características da formação que são extremamente relevantes para a consideração da comercialidade dos campos de petróleo. Dentre suas subáreas, encontram-se os testes de poços, e por consequência os testes de fluxo. Estes testes permitem analisar o comportamento da pressão e da vazão ao longo do tempo de forma simultânea ao poço produzindo. Os testes de fluxo são definidos a partir de modelagens elaboradas com embasamento na Equação da Difusividade Hidráulica, e levam em consideração os efeitos de estocagem e o fator de película nas imediações do poço. Neste trabalho é apresentado um breve histórico de evolução dos testes de poços e as características específicas de cada tipo de teste. A partir disso, são apresentadas as modelagens clássicas da Equação da Difusividade Hidráulica considerando fluxo radial, bem como os conceitos dos efeitos de estocagem e fator de película. Ainda, é feita a abordagem de como encontrar parâmetros importantes que são objetos de estudos a fim de caracterizar o sistema poço-reservatório como a queda de pressão. Então, são apresentados os métodos dos testes de fluxos e como são efetuadas suas respectivas abordagens, bem como a descrição dos *softwares* MATLAB e PTA utilizados para implementação, obtenção e comparação dos resultados. Posteriormente, são expostos os resultados e as discussões em função das implementações para verificar a validade das simulações aplicadas de maneiras independentes. Por fim, a conclusão é elaborada apresentando as principais conclusões obtidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, analisando os resultados, avaliando a concordância dos métodos implementados nos *softwares* descritos, como também algumas sugestões de trabalhos futuros.

Palavras-chave: Avaliação de Formações. Teste de Poços. Testes de Fluxo. MATLAB. PTA.

ABSTRACT

The formation evaluation comprehends an important area in Petroleum Engineering and it is responsible for identifying parameters of the well-reservoir system, behavior and characteristics of the formation that are extremely relevant considering the commerciality of the oil fields. Among its subareas, the well testing are found, and consequently the drawdown tests. These tests allow to analyze the behavior of pressure and oil rate along the time simultaneously to the production. The drawdown tests are defined from some models based on Diffusivity Equation, considering the wellbore storage and skin factor effects next to the well. This work presents a brief historic of the evolution of well testing and the specific characteristics of each type of well test. From this, classic modeling of Diffusivity Equation with radial flow are presented, as well as the concepts of wellbore storage and skin factor. Even, it is shown how to find important parameters that are object of study to characterize the well-reservoir system as the total skin drop pressure and effective radius. Then, the methods of drawdown tests and their approaches are presented, as well as the softwares MATLAB and PTA used on implementation, obtaining and comparison of the results. After, the results and discussions are exposed in function of the methods implementations, to verify the validity of the simulations applied in independent ways. Finally, the conclusion is elaborated presenting the main conclusions obtained all along this work, analyzing the results, evaluating the coherence of the methods implementations on the described softwares, as well as some suggestions for the later works.

Keywords: Formation Evaluation. Well Testing. Drawdown Tests. MATLAB. PTA.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Ilustração do Teste de Crescimento de Pressão.	19
Figura 2 – Funcionamento do Teste de Injeção.	19
Figura 3 – Comportamento do Teste de Declínio.	20
Figura 4 – Posição dos poços de observação em relação ao poço ativo no Teste de Interferência.	20
Figura 5 – Comportamento do Teste de Fluxo.	21
Figura 6 – Funções de Bessel modificadas I_0 , I_1 , K_0 e K_1 .	30
Figura 7 – Reservatório Infinito com efeitos de Estocagem e Película utilizando as curvas-tipo de Ramey & Agarwal.	31
Figura 8 – Reservatório Infinito com efeitos de Estocagem e Película utilizando as curvas-tipo de Gringarten & Bourdet.	33
Figura 9 – Gráfico loglog t versus Δp - Curva-tipo Ramey & Agarwal dos dados reais.	42
Figura 10 – Gráfico loglog das Curvas-tipo Ramey & Agarwal teóricas para $C_D = 6,2503.10^3$ e diferentes efeitos de película, juntamente com os dados reais transladados para a determinação do <i>match point</i> .	43
Figura 11 – Curvas dos dados reais (esquerda) ajustada sobre as curvas-padrão de Ramey & Agarwal (direita).	43
Figura 12 – Gráfico loglog t versus Δp & $\frac{d\Delta p}{dt}$ - Curvas-tipo de Gringarten & Bourdet dos dados reais.	44
Figura 13 – Gráfico loglog das curvas-tipo de Gringarten & Bourdet, juntamente com os dados reais transladados para a determinação do <i>match point</i> .	45
Figura 14 – Curvas dos dados reais em contraste com as curvas-padrão de Gringarten & Bourdet.	45
Figura 15 – Gráfico semilog t versus Δp - Método Convencional à vazão constante.	46
Figura 16 – Gráfico semilog da primeira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.	47
Figura 17 – Gráfico loglog da primeira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.	47
Figura 18 – Gráfico semilog da segunda simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.	48
Figura 19 – Gráfico loglog da segunda simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.	48
Figura 20 – Gráfico semilog da terceira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.	49
Figura 21 – Gráfico loglog da terceira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.	49
Figura 22 – Gráfico semilog da simulação final do Estudo de Caso 1 - PTA.	50
Figura 23 – Gráfico loglog da simulação final do Estudo de Caso 1 - PTA.	50
Figura 24 – Histórico de produção do Estudo de Caso 1 - PTA.	51
Figura 25 – Gráfico para análise do Método de Odeh & Jones à vazão variável.	53
Figura 26 – Gráfico semilog da primeira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.	54
Figura 27 – Gráfico loglog da primeira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.	55
Figura 28 – Gráfico semilog da segunda simulação dos dados do Estudo de Caso 2.	55

Figura 29 – Gráfico loglog da segunda simulação dos dados do Estudo de Caso 2.	56
Figura 30 – Gráfico semilog da terceira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.	56
Figura 31 – Gráfico loglog da terceira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.	57
Figura 32 – Gráfico semilog da simulação final dos dados do Estudo de Caso 2.	57
Figura 33 – Gráfico loglog da simulação final dos dados do Estudo de Caso 2.	58
Figura 34 – Histórico de produção das simulações dos dados do Estudo de Caso 2.	58
Figura 35 – Gráfico semilog t versus p_{wf} - Método Convencional de Teste Limite de Reservatório.	60
Figura 36 – Gráfico t versus p_{wf} - Método Convencional de Teste Limite de Reservatório.	61
Figura 37 – Gráfico semilog da primeira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.	62
Figura 38 – Gráfico loglog da primeira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.	62
Figura 39 – Gráfico semilog da segunda simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.	63
Figura 40 – Gráfico loglog da segunda simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.	63
Figura 41 – Gráfico semilog da terceira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.	64
Figura 42 – Gráfico loglog da terceira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.	64
Figura 43 – Gráfico semilog da simulação final do Estudo de Caso 3 - PTA.	65
Figura 44 – Gráfico loglog da simulação final do Estudo de Caso 3 - PTA.	65
Figura 45 – Histórico de produção simulado do Estudo de Caso 3 - PTA.	66
Figura 46 – Apresentação 3D da geometria do reservatório.	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sumário da história da interpretação de testes de formação.	15
Tabela 2 – Obtenção de propriedades do reservatório com diferentes testes de poços.	22
Tabela 3 – Dados de tempo e pressão do Estudo de Caso 1.	41
Tabela 4 – Resultados das implementações do Estudo de Caso 1: Estimativas dos parâmetros obtidas por diferentes métodos.	51
Tabela 5 – Erro relativo percentual das Estimativas dos parâmetros obtidas por diferentes métodos do Estudo de Caso 1 em relação ao PTA.	52
Tabela 6 – Dados de tempo, pressão e vazão do Estudo de Caso 2.	53
Tabela 7 – Dados de tempo e pressão dos Estudo de Caso 3.	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CCE	Condição de Contorno Externa
CCI	Condição de Contorno Interna
CI	Condição Inicial
DST	<i>Drill Stem Test</i>
EDH	Equação da Difusividade Hidráulica
EDP	Equação Diferencial Parcial
PTA	<i>Pressure Transient Analysis</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

γ	peso específico do fluido; constante de Euler ($\gamma = 0,5772156649$);
μ	viscosidade do fluido;
Δp	variação de pressão;
ϕ	porosidade relativa do reservatório;
Δt	variação de tempo;
η	constante de difusividade hidráulica;
k	permeabilidade absoluta do reservatório;
t	tempo;
r	raio ou distância;
r_e	raio de reservatório circular;
r_w	raio do poço;
r_a	raio do poço alterado;
r_{eD}	raio adimensional de reservatório circular;
k_a	permeabilidade alterada do reservatório;
h	espessura da formação ou do reservatório;
B	fator volume-formação do fluido;
q	a vazão de referência medida em condições-padrão;
p_i	pressão inicial;
L	comprimento percorrido pelo fluido no meio;
C_1, C_2	constantes dependentes do sistema de unidades;
$t_{DA_{res}}$	tempo adimensional relacionado a área do reservatório;
A_{res}	área em planta do reservatório;
$\bar{p}$	pressão média;
$\bar{p}_{wD}$	pressão média adimensional do poço ;
p_{wD}	pressão adimensional do poço;

$\bar{p}_{wf}$	pressão média de fundo do poço;
p_{wf}	pressão de fundo do poço;
C	coeficiente de estocagem;
C_D	coeficiente adimensional de estocagem;
p_e	pressão no limite externo do reservatório circular;
Δp_s	queda de pressão devido ao fator <i>skin</i> ;
m, m', m^*	coeficientes angulares da reta;
b, b', b^*	coeficientes lineares da reta;
A	área do meio/reservatório;
C_A	fator de forma do reservatório;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivo geral e objetivos específicos	16
1.2	Metodologia	17
1.3	Organização do texto	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	Teste de Crescimento de Pressão - <i>Buildup Test</i>	18
2.2	Teste de Injeção - Injetividade	19
2.3	Teste de Declínio - <i>Falloff Test</i>	20
2.4	Teste de Interferência - <i>Interference test</i>	20
2.5	Teste de Fluxo - <i>Drawdown Test</i>	21
2.6	Conceitos Fundamentais	23
2.6.1	Equação da Difusividade Hidráulica	23
2.6.1.1	Soluções Clássicas da EDH	25
2.6.2	Fator de Película	28
2.6.3	Estocagem	28
2.6.4	Fluxo Radial com Efeitos de Estocagem e Película	29
3	TESTES DE FLUXO E O USO DE <i>SOFTWARES</i> PARA ANÁLISES QUANTITATIVAS	34
3.1	Curvas-Tipo de Ramey & Agarwal	34
3.2	Curvas-Tipo de Gringarten & Bourdet	35
3.3	Método Convencional à Vazão Constante	36
3.4	Método Odeh & Jones - Vazões Múltiplas	37
3.5	Método Convencional de Teste Limite de Reservatório	38
3.6	<i>Softwares</i> para implementação das simulações	38
3.6.1	MATrix LABoratory - MATLAB	38
3.6.2	Pressure Transient Analysis - PTA	39
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
4.1	Estudo de Caso 1	41
4.1.1	Curvas-Tipo de Ramey & Agarwal- MATLAB	41
4.1.2	Curvas-Tipo de Gringarten & Bourdet - MATLAB	44
4.1.3	Método Convencional - MATLAB	46
4.1.4	Implementação do Estudo de Caso 1 - PTA	47
4.2	Estudo de Caso 2	52
4.2.1	Método de Odeh & Jones à vazão variável - MATLAB	53
4.2.2	Implementação do Estudo de Caso 2 - PTA	54

4.3	Estudo de Caso 3	59
4.3.1	Método Convencional de Teste Limite de Reservatório - MATLAB	60
4.3.2	Implementação do Estudo de Caso 3 - PTA	61
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS	
	FUTUROS	68
	REFERÊNCIAS	70
	APÊNDICE A – SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 1 -	
	PTA	72
	APÊNDICE B – SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 2 -	
	PTA	73
	APÊNDICE C – SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 3 -	
	PTA	74

1 INTRODUÇÃO

O termo *avaliação de formações* tem vasta abrangência, pois está relacionado a um contexto multidisciplinar, que tem por finalidade caracterizar os reservatórios. Visa principalmente obter dados que permitam dar previsão da produção destes, de acordo com a possibilidade de desenvolvimento comercial da jazida.

Além da Engenharia de Avaliação de Formações, segundo Spelzon (2015, p. 16) "existem outras disciplinas provedoras e receptoras de dados que permitem algumas visões, em diferentes escalas de como se organiza o reservatório sob estudo". Pode-se elencar a Geofísica (obtenção de dados estáticos para o projeto), a Geologia (amostras de rochas recolhidas, localização provável do reservatório e estruturas geológicas para acumulação de óleo e gás), a Engenharia de Reservatórios (basicamente é responsável por organizar a produção através definição do sistema produtivo, quantidade, geometria, localização de poços, tipo de completação) e a Petrofísica (propriedades das rochas).

Através das informações adquiridas, seja na perfuração ou na perfilagem, levantam-se vários indícios de possibilidade de haver presença de hidrocarbonetos na formação. Porém, sua real confirmação de presença ou não se dará finalmente por meio dos testes de formação, onde o poço entra em fluxo, de forma segura, e tem-se uma certa quantidade de fluido produzido (THOMAS, 2004, p. 131).

Na medida em que descobertas de reservatórios de petróleo foram crescendo substancialmente, surgiram algumas necessidades de estudos em diversas áreas da exploração para que se obtivesse conhecimento científico e preciso das informações que até então eram desconhecidas em todo o meio exploratório, surgindo portanto o ramo de avaliação de formações.

Para Marques (2010, p. 8),

"A análise de uma formação produtora de petróleo só se tornou possível com o desenvolvimento dos primeiros equipamentos de medição de pressão de poço. Os primeiros dispositivos, baseados no princípio de tubo de Bourdon (1849), foram desenvolvidos e utilizados no início da década de 1920, tornando possível verificar no campo a teoria da equação da difusão de fluidos em meio poroso. Nesta década, os irmãos Johnston realizaram os primeiros testes de formação com medição de pressão e vazão na superfície."

Desde então, com advento da tecnologia e evolução industrial, a gama de estudos aprofundados e desenvolvimento de equipamentos para os testes de formação cresceram em grande escala. Gringarten (2006) elaborou um breve histórico da análise de testes de poços, o qual é apresentado na Tabela [1](#).

Como pode ser visto na Tabela [1](#), as análises iniciaram com o uso de testes por meio de linhas retas na década de 1950, visando perceber qual seria o comportamento de reservatórios homogêneos. Posteriormente, no final dos anos 1960, surgiu a Análise de Curvas-Tipo, buscando encontrar os valores de um "*match point*", ponto comum entre as curvas-tipo dos métodos e das curvas dos experimentos, conforme a estocagem envolvida.

Tabela 1 – Sumário da história da interpretação de testes de formação.

Época	Método Utilizado	Ferramenta matemática ou técnica	Ênfase ou objetivo principal
Anos 1950	Análise de linhas retas	Transformada de Laplace	Comportamento de reservatórios homogêneos
Final dos anos 60 e Início dos anos 1970	Análise de Curvas-Tipo	Funções de Green	Efeitos próximos ao poço
Final dos anos 1970	Curvas-Tipo com variáveis independentes	Metodologia Integrada e Algoritmo de Stehfest	Comportamento de dupla porosidade
Início dos anos 1980	Derivadas	Análise computacional	Comportamento de reservatórios heterogêneos e barreiras
Anos 1990	-	Medições de fundo e integração com modelos de interpretação de outros dados	Reservatório com várias camadas
Início dos anos 2000	-	Deconvolução	Aumento no raio de investigação e na análise das barreiras

Fonte: Adaptado de GRINGARTEN, 2006.

Já para os fins dos anos 1970, os métodos de Curvas-Tipo começaram a ser tratados com variáveis independentes, fazendo uso do Algoritmo de Stehfest para auxílio das análises. Na mudança de década seguinte, começaram a surgir estudos em função de análise computacional, por conta do advento tecnológico da época, tendo como auxílio o uso de Derivadas. Isso permitiu uma análise um pouco mais complexa, tratando o reservatório como heterogêneo e com algumas barreiras.

Nos anos 1990 os métodos foram tomando evolução, e começaram a tratar os reservatórios mais perto da realidade, tendo sua análise levando em consideração as várias camadas que os compõem. Por fim, no início dos anos 2000, tomou-se o uso da Deconvolução, aprimorando ainda mais os estudos quanto ao raio de investigação e análise das barreiras.

Conforme os estudos tomaram evolução, os testes de formação foram sendo cada vez mais aprimorados, e levando em consideração características deixadas de lado anteriormente, por conta de sua complexidade e dificuldade nas análises. Hoje, existem vários conceitos que definem de forma simplificada como se dão os testes. Para Garuzzi & Romero (2014), o teste de

uma formação permite esta produzir de forma livre, de acordo com a pressão, bem como a vazão de fluidos em superfície, dentre diversos instantes de tempo.

Porém, a grande abrangência dos testes de formação acaba envolvendo preocupações de situações que podem levar a inúmeras complicações, seja para os testes propriamente ditos, ou além destes. Isso torna necessário a existência de normas para a aplicação dos testes. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável pela execução da política brasileira para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Portanto, é esta quem estabelece regras e normativas para a aplicação dos testes no Brasil. Quando relacionado a tais testes, "o agente pode, em seu preceito, optar por suceder testes de poços como parte da avaliação de um poço. O Teste de Formação é aquele realizado por tubulação com fluxo em superfície, exceto os testes a cabo, mesmo havendo coleta de amostras em subsuperfície"(ANP, 2017).

Dentro disto, este trabalho de conclusão de curso visa captar um agregado de conhecimento técnico e científico que possa desmistificar possíveis complicações que envolvem os testes de poços, e particularmente aos testes de fluxo, além de elencar quais as informações resultantes destes que fornecem características das formações em análise. Isso se dará através de uma revisão teórica dos métodos existentes, suas propriedades, envolvimento dos regimes permanente, pseudopermanente e transiente, e como se dá o comportamento dos testes de fluxo com dados do sistema poço-reservatório hipotéticos abordados nas referências literárias do presente trabalho.

1.1 OBJETIVO GERAL E OBJETIVOS ESPECÍFICOS

O objetivo geral do presente trabalho é se aprofundar na área de Avaliação de Formações na Engenharia de Petróleo, estudando de forma direcionada aos testes de fluxo (constante e variável) com implementação de simulações através de *softwares* para obtenção de propriedades dos reservatórios a serem avaliados.

Para alcance do objetivo acima, são definidos os seguintes **objetivos específicos**:

- Apresentar uma fundamentação teórica, levantando conceitos gerais que constituem a Engenharia de Avaliação de Formações;
- Elencar os tipos de testes de formações e suas especificidades;
- Enumerar fatores que influenciam em erros, problemas e otimizações nos testes de formações;
- Implementação de simulações usando dados hipotéticos do sistema poço-reservatório para estudo acurado dos testes de fluxo;
- Verificar desempenho por meio de comparação dos diferentes métodos de testes de fluxo através das propriedades obtidas;

1.2 METODOLOGIA

Com o intuito de alcançar os objetivos geral e específicos citados, este trabalho está composto em função do fomento de informação sobre a avaliação de formações, testes de poços, sendo estes em particular os testes de fluxo, buscando descrever seus comportamentos por meio de aplicações práticas dos métodos existentes.

Os elementos metodológicos estruturam-se, portanto, da seguinte forma:

1. Realizar uma fundamentação teórica que apresente os conceitos referentes à avaliação de formações direcionados a testes de fluxo, baseando-se no conteúdo de livros e artigos científicos;
2. Estudo dos principais tipos de testes de poços e métodos desenvolvidos, suas propriedades, formulações e influências;
3. Implementação de simulação de dados hipotéticos do sistema poço-reservatório avaliados para métodos de testes de fluxo;
4. Verificação das informações obtidas com as simulações do item 3 e assimilação das propriedades do reservatórios em análise;
5. Discussão das abordagens dos métodos analisando qualitativa e quantitativamente suas implementações e levantamento de possíveis melhorias para estes.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está dividido em 5 capítulos. Neste capítulo, apresenta-se uma breve introdução, com rápida explanação sobre avaliação de formações e demais áreas que envolvem exploração e produção de petróleo, além da motivação e justificativa para estudo do tema abordado neste trabalho. Ainda, defini-se os objetivos e como será darão os elementos metodológicos.

No capítulo [2](#), é apresentada a fundamentação teórica que servirá como base para o objeto de estudo deste trabalho, definindo dos modelos de fluxo radial existentes, parâmetros que serão objetos de estudo (fator de película e coeficiente de estocagem), bem como as soluções analíticas de cada modelo. Já no capítulo [3](#), é dada a abordagem dos testes de fluxo e seus métodos, além de ser feita a apresentação dos *softwares* usados no trabalho para comparações dos resultados. Ainda, no capítulo [4](#) são apresentados estudos de casos com os principais resultados e discussões das comparações implementadas nos *softwares*. E por fim, o capítulo [5](#) descreve as principais conclusões, bem como sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A avaliação de formações possui algumas ramificações, que abrangem o processo de caracterização das formações e reservatórios a serem estudados. Sua subdivisão se dá em Perfilagem a Poço aberto, Perfilagem de Produção, Testes de Pressão de Poços e Testes de Formação.

A Perfilagem a Poço aberto é definida basicamente como imagem visual, conforme a profundidade, de determinadas características ou propriedades da formação perfurada. Outro componente da avaliação de formações é a Perfilagem de Produção, feita depois que o revestimento de produção e a completação inicial do poço foram realizadas, para que possa determinar uma melhor efetividade destes.

Além destes, existem também os Testes de Pressão de Poços, que como o próprio nome sugere, verificam as condições de pressão, de acordo com a profundidade e características do poço a ser avaliado, pois servem para informação do comportamento da formação e utilização em outros aspectos de avaliação de formações.

Há ainda os Testes de Formação, também conhecidos como Testes de Poços, que são feitos conforme o poço produz em determinado período, visando estimar o fluido, vazão, pressão, permeabilidade, dano, e volume do reservatório.

Os testes de poços são parte importante da avaliação de formações, já que permitem caracterizar condições do reservatório que são cruciais para estudo de viabilidade comercial do campo. O tipo de teste a ser escolhido é definido de acordo com o que se deseja determinar.

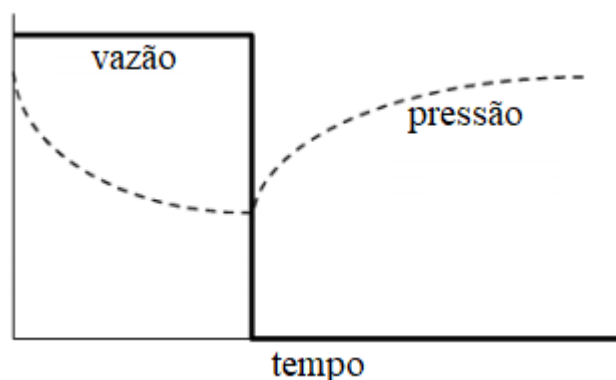
Neste capítulo é feita uma breve abordagem sobre cada tipo de teste (os principais existentes), elencando as vantagens e desvantagens de cada teste. Então, posteriormente, é dado o aprofundamento nos testes de fluxo, trazendo os métodos analíticos conhecidos.

2.1 TESTE DE CRESCIMENTO DE PRESSÃO - *BUILDUP TEST*

O teste de crescimento de pressão é realizado com o poço em uma produção de vazão constante, sendo que neste tempo a pressão sofre decaimento. Posteriormente, a vazão é levada a zero (o poço é fechado), e assim a pressão passa a crescer. Como ilustrado na Figura 1.

Este tipo de teste tem como foco principal determinar o dano do poço, bem como a permeabilidade do reservatório. As considerações positivas para si são de que se trata de um teste simples de executar, já que basta instalar o equipamento enquanto o poço está fluindo, e assim, fechar o poço para estancar a vazão. Porém, a perda de produção faz com que o poço fique sem geração de renda, causando perda no fluxo de caixa, além de que para realizar o teste é preciso estabilizar a vazão constante antes de fechar o poço, algo não tão fácil.

Figura 1 – Ilustração do Teste de Crescimento de Pressão.

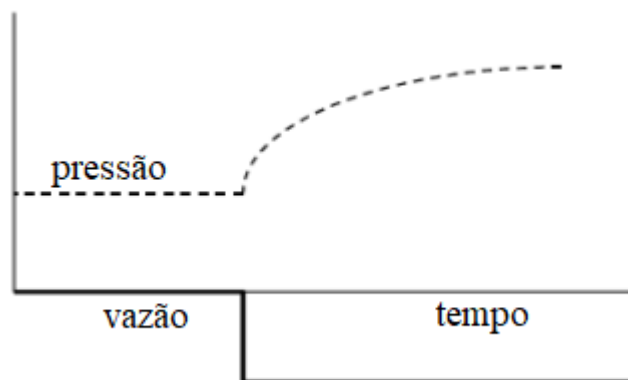


Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

2.2 TESTE DE INJEÇÃO - INJETIVIDADE

O teste de injeção se caracteriza pela injeção de fluxo no poço. Quando a produção está zerada (poço está fechado), a pressão permanece constante, e em determinado tempo quando o poço é aberto, é injetado um fluxo no poço (por isso a vazão é dada como negativa). A Figura 2 ilustra como se dá este tipo de teste.

Figura 2 – Funcionamento do Teste de Injeção.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

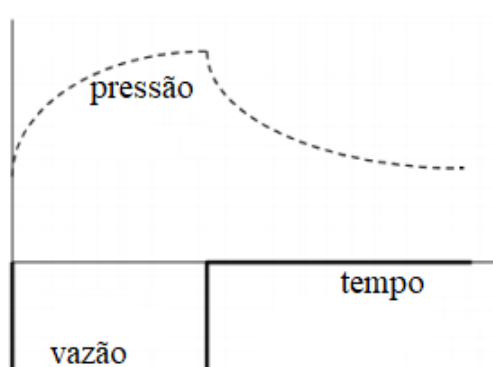
Este teste como objetivos a mobilidade dos bancos de fluidos e determinação da permeabilidade do reservatório. A execução do teste de injeção é dificultada quando o fluido injetado é diferente do fluido do reservatório, pois sua análise pode ter complicações. Além disso, em escoamentos multifásicos ocorrem alguns efeitos que implicam em obstruções de interpretação dos dados obtidos.

2.3 TESTE DE DECLÍNIO - *FALLOFF TEST*

O teste de declínio se assemelha ao teste de crescimento de pressão. Inicialmente há injeção de fluxo, que se dá com vazão constante, ao mesmo tempo em que a pressão cresce. Em determinado instante, a injeção cessa (vazão é zerada) com fechamento do poço, e consequentemente há um decaimento na pressão. A Figura 2 ilustra o comportamento do teste de declínio.

Este teste tem os mesmos objetivos do teste de injeção, assim como as dificuldades encontradas, uma vez que o fluxo também se dá com injeção de fluido no poço.

Figura 3 – Comportamento do Teste de Declínio.

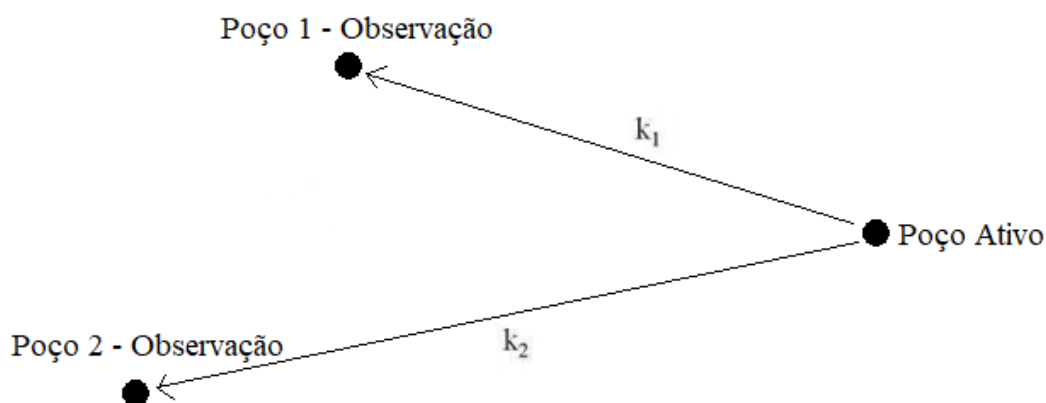


Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

2.4 TESTE DE INTERFERÊNCIA - *INTERFERENCE TEST*

O teste de interferência é realizado considerando um poço ativo, através de observações em outro poço no mesmo reservatório, desde que conhecida a distância entre estes. A Figura 4 ilustra esta situação.

Figura 4 – Posição dos poços de observação em relação ao poço ativo no Teste de Interferência.



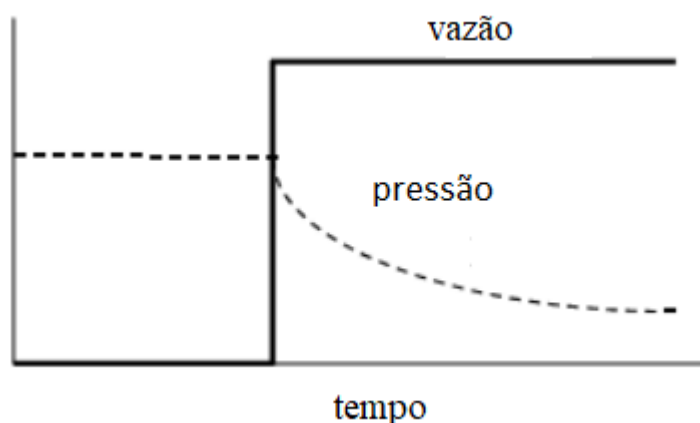
Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A aplicação deste tipo de teste permite avaliar as mudanças de pressão do poço inserido no mesmo reservatório do poço que está produzindo. Ainda, permite medir a conectividade hidráulica, propriedades da formação, além da mudança de direção das propriedades. Da mesma forma que nos outros testes, este também possui dificuldades para execução, tais como: a necessidade do uso de equipamentos sofisticados; medições bastante sensíveis; tempo de execução longo o suficiente para registrar alterações da pressão.

2.5 TESTE DE FLUXO - *DRAWDOWN TEST*

O teste de fluxo compreende em medir pressões de fluxo enquanto o poço está produzindo. A Figura 5 mostra o que acontece neste tipo de teste. Quando não há produção no poço (este encontra-se fechado), a pressão permanece constante. Então, em determinado instante de tempo quando o poço é aberto e há o início da produção, ocorre um decaimento da pressão.

Figura 5 – Comportamento do Teste de Fluxo.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A objetividade deste tipo de teste é basicamente reter informações sobre o reservatório, assim como os demais testes. Em comparativo com o teste de crescimento de pressão, por exemplo, recomenda-se usá-lo quando deseja-se saber o limite do reservatório, pois não interrompe a produção (não diminui fluxo de caixa), sendo esta uma grande vantagem a ser destacada. Estes limites de reservatório são encontrados mais facilmente do que qualquer outro tipo de teste, mas é preciso executá-lo com fluxo por bastante tempo até que atinja o regime pseudopermanente, caso contrário é sinal de que o reservatório é pequeno.

Por outro lado, como ocorrem algumas variações nas medições, deve-se garantir que não aconteçam mudanças no estrangulamento durante o teste para se ter uma análise precisa e, não obstante, manter a vazão constante não é algo simples, pois alterar o motor de arranque periodicamente para tal acaba causando mais problemas do que se a vazão estiver flutuante.

A Tabela 2 mostra exatamente quais informações podem ser obtidas de acordo com cada tipo de teste.

Tabela 2 – Obtenção de propriedades do reservatório com diferentes testes de poços.

Tipos de Testes	Propriedades Obtidas
DSTs	Comportamento do reservatório; Amostra de Fluidos; Permeabilidade; Fator de Película; Comprimento da fratura; Pressão do reservatório; Limite do reservatório; Fronteiras
Testes de Formação à Cabo	Perfil de pressão; Amostras de fluidos; Algumas propriedades do reservatório
Testes de Crescimento de Pressão	Comportamento do reservatório; Permeabilidade; Fator de Película; Comprimento da fratura; Pressão do reservatório; Limite do reservatório; Fronteiras
Testes de Fluxo	Comportamento do reservatório; Permeabilidade; Fator de Película; Comprimento da fratura; Pressão do reservatório; Limite do reservatório; Fronteiras
Teste de Fratura Hidráulica	Pressão de Fratura da Formação; Permeabilidade; Fator de Película
Testes de Declínio de Pressão	Mobilidade dos bancos de fluido; Fator de Película; Pressão do reservatório; Comprimento da fratura; Frente de Localização; Fronteiras
Testes de Interferência	Comunicação entre poços; Comportamento do tipo de reservatório; Porosidade; Permeabilidade entre as cavidades; Permeabilidade vertical
Teste de Camadas de Reservatório	Propriedades individuais de camadas; Permeabilidade horizontal; Permeabilidade vertical; Fator de Película; Pressão média da camada; Fronteiras

Fonte: Adaptado de YASIN, 2012.

Em sua maioria, os testes obtêm as mesmas informações conforme apresentado na Tabela 2, porém, cada teste tem um nível de acurácia que difere entre si. "Por exemplo, a permeabilidade estimada através do teste de crescimento de pressão é obtida com maior acurácia que o teste de fluxo; por outro lado, o cálculo do fator de película através do teste de crescimento de pressão é obtido com menor acurácia que o teste de fluxo."(YASIN, 2012, p. 6, tradução nossa).

Quando remetido ao custo de operações para recuperação de petróleo, as cifras de moeda monetária alcançam patamares de milhões de dólares, haja vista que todo o processo que a envolvem passa por um complexo conglomerado. A cifra total do custo operacional do poço se dará pela soma do processo de avaliação de formações, custos da perfuração, além da

completação do poço.

Conforme visto, existem diferentes testes que podem ser efetuados para obter caracterização da formação. Por isso, neste trabalho optou-se por fazer um direcionamento de estudo para os testes de fluxo, principalmente pelo fato de que neste tipo de teste não há necessidade de interrupção na produção do poço, o que afetaria diretamente no fluxo de caixa. Se não há produção, não há como arrecadar fundos, e assim a exploração fica estagnada.

Porém, para que se dê início em sua análise aprofundada, é importante antes entender alguns conceitos básicos destes tipos de testes, desde a Equação da Difusividade Hidráulica, fator de película, coeficiente de estocagem e outras informações que serão utilizadas na implementação dos métodos e cálculos dos testes de fluxo no capítulo de Resultados e Discussões. Logo, na próxima seção serão abordados os conceitos fundamentais.

2.6 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Neste seção é apresentada a Equação da Difusividade Hidráulica (EDH) e sua respectiva modelagem, pautadas nas condições iniciais e de contorno, além de discutir sobre o fator de película, coeficiente de estocagem, e outras informações relevantes que serão usadas na implementação dos métodos dos testes de fluxo.

2.6.1 Equação da Difusividade Hidráulica

A EDH foi desenvolvida basicamente sobre três princípios fundamentais: a Lei de Conservação da Massa, a Lei da Darcy e a Equação de Movimento de Fluido. Nesta construção, levou-se em consideração alguns aspectos: meio poroso e isotrópico; fluxo estritamente horizontal e isotérmico; poço penetrando totalmente a formação; permeabilidade constante; pequenos gradientes de pressão; fluido com compressibilidade pequena e constante, e viscosidade constante; rocha com compressibilidade pequena e constante; forças gravitacionais desprezíveis; fluidos e rochas não reagentes entre si.

A Lei de Conservação da Massa basicamente diz que a massa que sai de um volume de controle em determinado intervalo de tempo, menos a massa que entra neste volume de controle, somada da variação de massa será igual a zero.

A Lei de Darcy considera que a vazão é proporcional à área aberta ao fluxo (q), bem como à perda de potencial hidráulico (variação de pressão) e meio poroso. Contudo, inversamente proporcional à viscosidade do fluido e ao comprimento do meio poroso. A Equação (I) demonstra o considerado:

$$q = \frac{KA}{\mu} \frac{\Delta p}{L}, \quad (1)$$

sendo q a vazão de referência medida em condições-padrão, k a permeabilidade absoluta do reservatório, A a área transversal do meio, μ viscosidade do fluido, Δp a variação de pressão e L

comprimento percorrido pelo fluido no meio.

Já a Equação de Movimento de Fluido relaciona a vazão de fluido que entra e sai através de um meio poroso, segundo as direções consideradas deste meio. Portanto, dadas as considerações e sendo feitos todos os ajustes algébricos das equações, temos então que a EDH para um fluxo monofásico, em coordenadas cartesianas, é dada por:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2)$$

sendo η a constante de difusividade hidráulica, dada por:

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu c_t}. \quad (3)$$

Ainda, é possível reescrever a Equação (2) em função de variáveis adimensionais, as quais são proporcionais às suas variáveis correspondentes. Estas, ajudam nos cálculos pois não dependem de parâmetros e são mais compactas, sem contar que dão a possibilidade de atribuir valores resultantes em qualquer sistema de unidades. Sua identificação é através do subscrito D . Temos, por exemplo, o raio adimensional (Equação (4)), tempo adimensional (Equação (5)) e a queda de pressão adimensional (Equação (6)):

$$r_D = \frac{r}{r_w}, \quad (4)$$

$$t_D = \frac{C_1 k t}{\phi \mu c_t r_w^2}, \quad (5)$$

$$p_D = \frac{kh}{C_2 q B \mu} [p_i - p(r, t)]. \quad (6)$$

Assim, feitos as simplificações, reescrevendo a Equação (2) em coordenadas cilíndricas de forma que o fluxo seja radial e unidimensional, e aplicando os conceitos das variáveis adimensionais, temos:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p_D}{\partial t_D}. \quad (7)$$

Existem soluções clássicas da EDH com fluxo radial. As expressões matemáticas são encontradas por meio de uma Equação Diferencial Parcial (EDP) na qual rege o fluxo por meio de uma variação no espaço (raio adimensional) e no tempo. Para que seja possível a obtenção de uma solução, é necessária uma condição de pressão inicial (CI), e sabendo que a EDP é uma equação de segunda ordem, são essenciais as Condições de Contorno Externa (CCE) nas fronteiras do reservatório e Interna (CCI), no poço. Isso porque no caso do reservatório é preciso avaliar suas fronteiras através de um domínio finito para serem feitas as análises do fluxo.

As diferentes modelagens levam em consideração a aplicação da Transformada de Laplace para obtenção das soluções. Com exceção do modelo fonte linear (que veremos a seguir) que admite solução analítica, os demais modelos exigem o uso de algoritmo numérico para o

cálculo da Transformada de Laplace Inversa, já que para estes modelos não é possível obter solução analítica. Portanto, em seguida serão abordadas estas soluções.

2.6.1.1 Soluções Clássicas da EDH

O modelo da fonte linear ou linha fonte idealiza um poço vertical de dimensões infinitesimais ($r_w \rightarrow 0$) produzindo com vazão de fundo constante (na face da formação) em um reservatório infinito (sem efeitos de limites ou fronteiras) e sob uma pressão inicial. Logo, tem-se as seguintes condições:

$$\text{EDP: } \frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D}, \quad (8)$$

$$\text{CI: } p_D(r_D, t_D = 0) = 0, \quad (r_D > 0), \quad (9)$$

$$\text{CCE: } \lim_{r_D \rightarrow \infty} p_D(r_D, t_D) = 0, \quad (t_D > 0), \quad (10)$$

$$\text{CCI: } \lim_{r_D \rightarrow 0} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = -1, \quad (t_D > 0). \quad (11)$$

A resolução detalhada deste modelo não é fundamental, pois não será objeto direto de estudo. Aqui apresenta-se apenas sua solução final, após desenvolvimento matemático. Porém, vale dizer que a solução deste modelo é uma exponencial integral, a qual pode ser aproximada pela logarítmica para tempos curtos (regime transiente). Então, com o erro menor que 1%, a solução do modelo fonte linear pode ser aproximada por:

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0,80907 \right], \quad \frac{t_D}{r_D^2} > 10, \quad (12)$$

sendo que em variáveis reais:

$$p(r, t) = p_i - \frac{C_1 q B \mu}{k h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{C_2 k t}{\phi \mu c_t r^2} \right) + 0,80907 \right], \quad \frac{\eta t}{r^2} > 10. \quad (13)$$

É importante ressaltar que este modelo é resultante da produção com vazão de fundo constante de apenas um poço vertical de raio infinitesimal, em um reservatório infinito. Em termos de comportamento físico, esta solução atrela-se ao regime transiente.

De maneira análoga, os demais modelos podem ser expressos levando em consideração alterações na condição inicial e nas condições de contorno externa e interna. Essas mudanças levam à elaboração de diferentes situações físicas, e consequentemente diferentes modelagens. Além disso, não é possível a aplicação da Transformada de Laplace Inversa para a obtenção analítica das soluções destas modelagens, sendo necessária a aplicação de um algoritmo de Inversão Numérica da Transformada de Laplace. O algoritmo aqui utilizado é o de Stehfest.

A segunda solução clássica da EDH é a dada pelo modelo da fonte cilíndrica, que considera um poço vertical de raio r_w produzindo com vazão de fundo constante em um reservatório infinito (sem efeitos de limites ou fronteiras). Neste caso, supõe-se as mesmas condições apresentadas anteriormente, tendo modificações apenas na CI e CCI, sendo estas dadas por:

$$\text{CI: } p_D(r_D, 0) = 0, (r_D > 1), \quad (14)$$

$$\text{CCI: } \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = -1, (t_D > 0), \quad (15)$$

sendo particularizado para tempos curtos a fim de encontrar solução analítica, resulta em:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0,80907]. \quad (16)$$

A Equação (16) considera a pressão no poço com $r_D = 1$. Para calcular a pressão fora do poço, se faz uso da Equação (12), a mesma solução do modelo fonte linear. Em termos de comportamento físico, esta solução refere-se ao regime transiente.

Já em outro caso, levando em conta que agora o reservatório não seja mais infinito e sim circular, ou seja, há um poço vertical produzindo com vazão constante no centro de um reservatório circular, em cujas fronteiras (no raio r_e) a pressão permanece constante. Isto significa dizer que o reservatório estará sendo alimentado através de seu limite externo. Assim, em relação ao caso anterior, há uma modificação apenas na CCE, logo:

$$\text{CCE: } p_D(r_D = r_{eD}, t_D) = 0, (t_D > 0), \quad (17)$$

sendo esta a modelagem de um Reservatório Circular com Manutenção de Pressão. Um exemplo desta situação física é um reservatório com uma capa de gás ou um aquífero mantendo a pressão do mesmo. Ainda, para este caso é preciso fazer uma análise avaliando tempos curtos ($u \rightarrow \infty$) e tempos longos ($u \rightarrow 0$), tendo assim casos particulares de soluções onde a inversão analítica destes é conhecida.

- Solução tempos curtos: para valores grandes de u , a solução deste modelo é dada pela Equação (16), válida para $t_{DA_{res}} < 0,1$ como erro menor que 1%, sendo:

$$t_{DA_{res}} = \frac{C_1 k t}{\phi \mu c_t A_{res}} \text{ ou } t_{DA_{res}} = \frac{r_D^2 t_D}{A_{res}}. \quad (18)$$

Em termos de comportamento físico, esta solução atrela-se ao regime transiente. Quanto maior for o reservatório, maior será o tempo de duração do regime permanente.

- Solução tempos longos: para valores pequenos de u , a solução deste modelo é dada por:

$$p_{wD}(t_D) = \ln r_{eD} - \ln r_D, \quad (19)$$

sendo que no poço ($r_D = 1$), produz:

$$p_{wD}(t_D) = \ln r_{eD}, \quad (20)$$

válido para $t_{DA_{res}} > 0,3$ com erro menor que 1% quando $r_e/r_w > 1000$. Ainda, escrevendo a Equação (20) para variáveis reais:

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{C_2 q B \mu}{kh} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right). \quad (21)$$

Em termos de comportamento físico, esta solução atrela-se ao regime permanente, pois a pressão em qualquer ponto do reservatório não varia de acordo com o tempo de produção. Entre os períodos de regime transiente e permanente, há um regime de transição, chamado de regime pseudopermanente.

De forma similar ao modelo com manutenção de pressão, considera-se que não haja mais o fluxo nas fronteiras do reservatório circular de raio r_e , e há um poço vertical produzindo com vazão constante no centro do reservatório. Isto significa dizer que o reservatório está selado nos limites externos, e portanto há uma mudança na CCE. Então:

$$\text{CCE: } \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \Big|_{r_{eD}} = 0, \quad (t_D > 0), \quad (22)$$

resultando na modelagem de Reservatório Circular com Fronteira Selada. Analogamente ao caso anterior, é preciso fazer uma análise avaliando tempos curtos ($u \rightarrow \infty$) e tempos longos ($u \rightarrow 0$), obtendo casos particulares de soluções onde a inversão analítica destes é conhecida, de forma parecida com o modelo anterior.

- Solução tempos curtos: para valores grandes de u , a solução deste modelo é dada pela Equação (16), válida para $t_{DA_{res}} < 0,1$ com erro menor que 1%. Em termos de comportamento físico, esta solução atrela-se ao regime transiente, sendo que quanto maior o reservatório, mais tempo durará este regime.
- Solução tempos longos: considera-se valores muito pequenos de u , tendo como solução:

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} - \frac{r_D^2}{2r_{eD}^2} - \ln(r_D) + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4}. \quad (23)$$

Ainda, colocando a Equação (23) em termos das variáveis reais, tomando $r = r_w$, e considerando $r_e \gg r_w$:

$$p(r, t) = p_{wf}(t) + \frac{C_2 q B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r}{r_w} \right) - \frac{r^2}{2r_e^2} \right]. \quad (24)$$

Em termos de comportamento físico, esta solução atrela-se ao regime pseudopermanente, pois a pressão cresce linearmente com o tempo.

De maneira geral, são estes os modelos de soluções analíticas para reservatórios com fluxo radial. Existem ainda alguns fatores importantíssimos a serem considerados nas imediações das formações e dos poços, como Fator de Película e o Coeficiente de Estocagem. É a partir destas considerações que é gerado o modelo de fluxo radial com efeitos de película e estocagem, servindo como base para a implementação dos testes de fluxo. Nas subseções a seguir, são apresentados estes conceitos, para então elaborar a definição do modelo a ser usado posteriormente.

2.6.2 Fator de Película

Para Ezekwe (2010), o termo película representa uma zona perto do poço com permeabilidade alterada e que é diferente da permeabilidade da formação. Se for constatado que o poço está danificado, haverá restrição de fluxo na interface entre o poço e o reservatório, promovendo uma sobrepressão à este. E se o poço estiver sendo estimulado, a condição de fluxo aumenta perto do poço e haverá um declínio de pressão neste. A fórmula matemática de cálculo do fator de película é:

$$s = \left(\frac{k}{k_a} - 1 \right) \ln \frac{r_a}{r_w}, \quad (25)$$

sendo k a permeabilidade absoluta do reservatório, k_a a permeabilidade alterada do reservatório, r_a o raio alterado do poço e r_w o raio do poço. Disto, para $s > 0$ se diz que a formação está com dano nas proximidades do poço, e para $s < 0$ se denomina estímulo.

Jelmert (2013) relata que o fator de película pode se dar através da invasão de lama filtrada (dano), penetração parcial (dano), perfurações (dano ou estímulo), fraturas (estímulo) ou ângulo reto em poço direcional (estímulo).

A partir do fator de película, é possível medir a queda de pressão (diferença de pressão), que será um dado importante a ser calculado na implementação dos métodos dos testes de fluxo. A queda de pressão é dada por:

$$\Delta p_s = 0,8686ms. \quad (26)$$

2.6.3 Estocagem

De acordo com Marques (2010), a estocagem acontece nos tempos iniciais dos períodos de fluxo ou estática dos testes de poços e enquanto ocorre, a pressão se comporta de acordo com os efeitos de poço. Existem dois tipos principais:

- Estocagem dominada pela compressibilidade do fluido(s) existente(s) no interior do poço;
- Estocagem dominada pela variação de volume de fluido(s) no poço.

Seu coeficiente é dado por:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (27)$$

e em termos adimensionais:

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi hc_i r_w^2}, \quad (28)$$

no sistema Petrobras e

$$C_D = \frac{0,894C}{\phi hc_i r_w^2}. \quad (29)$$

no sistema americano.

Dadas as devidas definições de fator de película e coeficiente de estocagem, é possível agora definir o modelo de fluxo radial com efeitos de estocagem e película.

2.6.4 Fluxo Radial com Efeitos de Estocagem e Película

Este modelo é basicamente regido pelas mesmas condições já descritas nos modelos anteriores, porém, com a condição de contorno interna diferente, pois é nesta condição que os efeitos de estocagem e película se sobrepõem.

A vazão total do poço, se dá pela soma de duas parcelas:

$$qB = q_{res} + (qB)_{estoc}, \quad (30)$$

onde:

$$(qB)_{estoc} = -C \frac{dp_{wf}}{dt}, \quad (31)$$

e fazendo alterações algébricas:

$$(qB)_{estoc} = \frac{2\pi kh}{\mu} \left(r_D \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} - C \frac{dp_{wf}}{dt}. \quad (32)$$

Com uso das variáveis adimensionais e algebrismo, se tem:

$$C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} - \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r=1} = 1. \quad (33)$$

Como é possível notar, a partir da Equação (33) já há uma definição por conta dos efeitos de estocagem no fluxo radial. Porém, há ainda a inserção do efeito de película. Este efeito é dado por:

$$p_{wf}(t) = [p(r,t)]_{r=r_w} - \Delta p_s, \quad (34)$$

sendo que em função das variáveis adimensionais e aplicando a Lei de Darcy, se tem:

$$p_{wD}(t_D) = \left[p_D(r_D, t_D) - s \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D=1}. \quad (35)$$

Assim, surge então o desenvolvimento matemático para se obter a expressão desejada, levando em consideração as seguintes condições:

$$\text{EDP: } \frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D}, \quad (36)$$

$$\text{CI: } p_D(r_D, t_D = 0) = 0, (r_D > 1), \quad (37)$$

$$\text{CCE: } \lim_{r_D \rightarrow \infty} p_D(r_D, t_D) = 0, (t_D > 0), \quad (38)$$

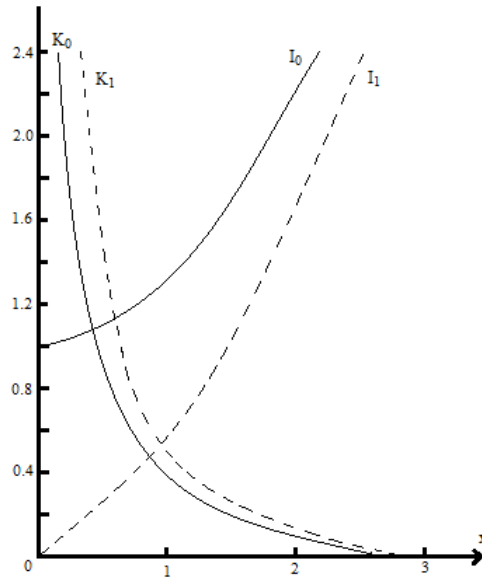
$$\text{CCI: } C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} - \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r=1} = 1, \quad (39)$$

A solução deste modelo, assim como nos anteriores, leva em consideração o uso da Transformada de Laplace, bem como as Funções de Bessel. A dedução das Transformadas de Laplace, em forma especial da equação de Bessel (solução geral dada pela Equação (40)) não serão desenvolvidas aqui:

$$\bar{p}_D(r_D, u) = AK_0(r_D\sqrt{u}) + BI_0(r_D\sqrt{u}). \quad (40)$$

Os coeficientes K_0 e I_0 são dados conforme a Figura 6.

Figura 6 – Funções de Bessel modificadas I_0 , I_1 , K_0 e K_1 .



Fonte: MARQUES, 2010.

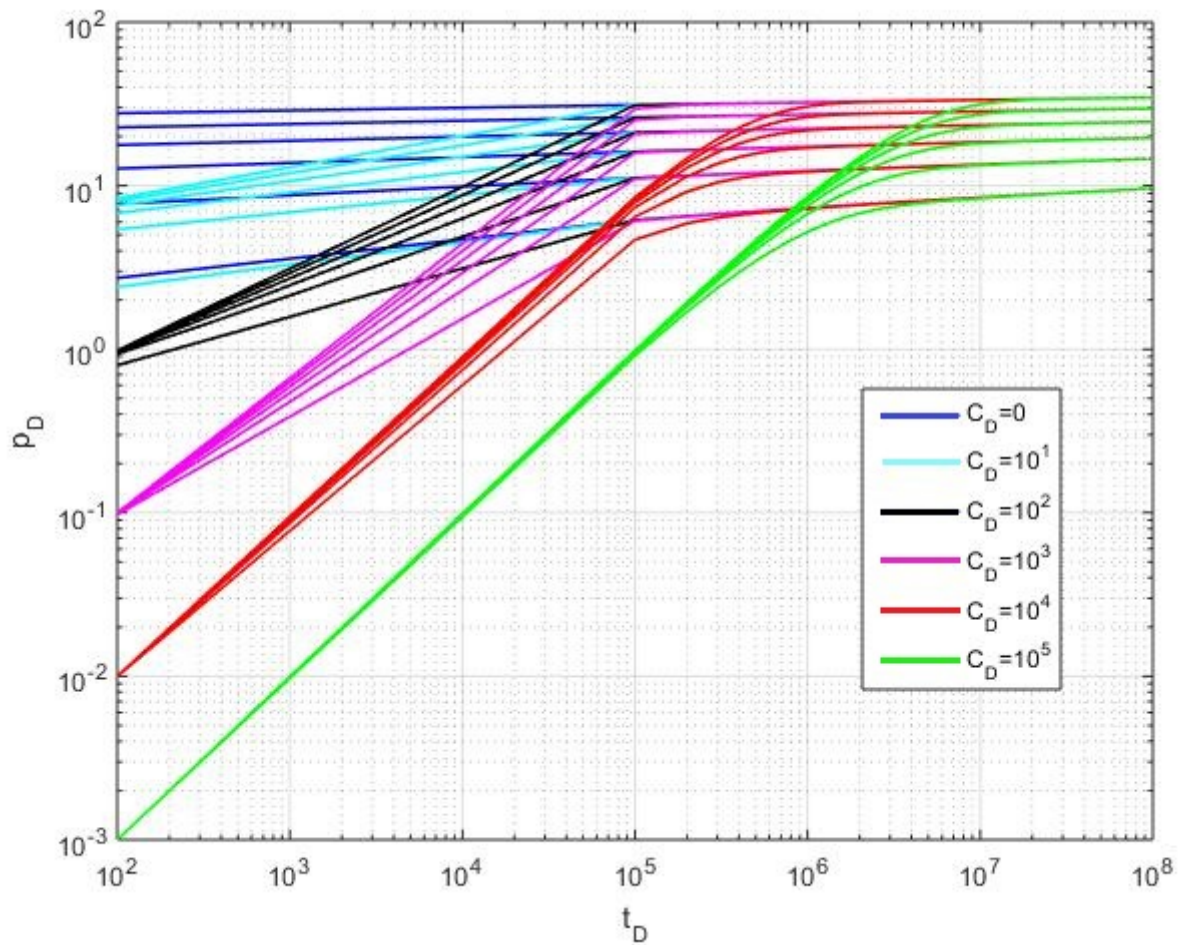
Logo, usando as derivadas de K_0 e I_0 e a partir das condições iniciais e de contorno, a solução é dada por:

$$\bar{p}_D(r_D, u) = \frac{K_0(r_D\sqrt{u})}{u \{ \sqrt{u}K_1(\sqrt{u}) + C_D u [K_0(\sqrt{u}) + s\sqrt{u}K_1(\sqrt{u})] \}}. \quad (41)$$

A obtenção desta solução para o campo real só é possível através de algoritmo de inversão numérica da Transformada de Laplace. Como já mencionado anteriormente, o algoritmo utilizado

aqui é o Algoritmo de Stehfest. Tomando a solução no poço ($r_D = 1$), pode-se representá-la graficamente como mostra a Figura 7. As curvas apresentadas são expressas para diferentes valores de fator de película e efeitos de estocagem. Para cada valor de estocagem, são geradas curvas em relação ao efeito de película. A plotagem deste gráfico acaba gerando diversas curvas, que darão acesso, por meio de mecanismos de comparação, à descoberta do valor de estocagem, para posteriormente determinar o fator de película do reservatório a ser analisado.

Figura 7 – Reservatório Infinito com efeitos de Estocagem e Película utilizando as curvas-tipo de Ramey & Agarwal.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Da Equação (41), é possível obter a solução analítica em campo real nas análises de tempos curtos e tempos longos para a queda de pressão adimensional no poço p_{wD} . Tomando uma aproximação válida para estes tempos de duração em um teste de pressão:

$$\sqrt{u}K_1(\sqrt{u}) \approx 1, \quad (42)$$

a Equação (41) com aproximação logarítmica, simplifica para:

$$\bar{p}_{wD}(u) = \frac{1}{u \left\{ \frac{1}{\ln[2e^s/e^\gamma\sqrt{u}]} + C_D u \right\}}. \quad (43)$$

Logo, pode-se fazer uso de tempos curtos ($u \rightarrow \infty$) e tempos longos ($u \rightarrow 0$) para obter as soluções, pois nestes intervalos de tempo, elas são mais simples e fáceis de se determinar.

- Solução tempos curtos: para valores grandes de u , a solução deste modelo se dá por:

$$\bar{p}_{wD}(u) = \frac{1}{C_D u^2}, \quad (44)$$

onde a inversão para o campo real resulta em:

$$p_{wD}(t) = \frac{t_D}{C_D}. \quad (45)$$

Disso, durante o período de estocagem (tempos curtos), a queda de pressão por consequência deste efeito será uma função linear do tempo.

- Solução tempos longos: considera-se valores muito pequenos de u , reduzindo a Equação (43) para:

$$\bar{p}_{wD}(u) = \frac{1}{u} \ln \left(\frac{2e^s}{e^\gamma \sqrt{u}} \right), \quad (46)$$

sendo que em campo real:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{4t_D}{e^\gamma} \right) + 2s \right], \quad (47)$$

demonstrando assim, que a Equação (47) é a mesma aproximada pelo modelo fonte linear, acrescido do fator de película.

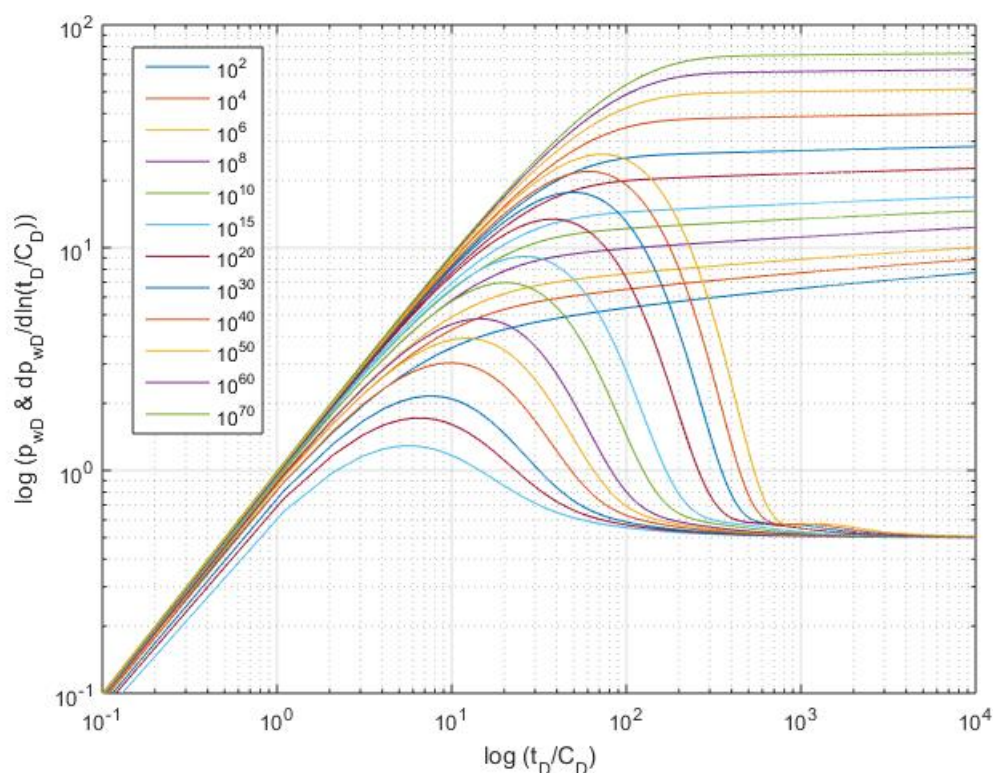
Através de estudos mais elaborados, Gringarten em 1979 e Bourdet em 1983, conseguiram desenvolver uma nova forma de apresentar a solução deste modelo. Gringarten reduziu a forma que Ramey & Agarwal havia desenvolvido em função de 4 variáveis (p_{wD} , t_D , C_D e s), para 3 variáveis adimensionais (p_{wD} , t_D/C_D e $C_D e^{2s}$). Com isso, o rearranjo da Equação (47) para os novos parâmetros propostos se dá pela seguinte forma:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4t_D/C_D}{e^\gamma} C_D e^{2s} \right). \quad (48)$$

Já Bourdet, além de fazer representação gráfica da solução em função das mesmas variáveis que Gringarten, incluiu a derivada da queda de pressão adimensional.

A Figura 48 mostra a plotagem da solução conforme Gringarten (curvas crescentes e estabilizadas) e Bourdet (curvas crescentes e convergência para um único ponto, ordenada de valor $1/2$).

Figura 8 – Reservatório Infinito com efeitos de Estocagem e Película utilizando as curvas-tipo de Gringarten & Bourdet.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A curvas-tipo de Bourdet foram fundamentais para os estudos de testes de poços, pois alavancaram a facilidade de determinação dos diversos regimes de fluxo que ocorrem nestes testes. Permitem reduzir a subjetividade do ajuste, pois é preciso fazer ajuste simultaneamente em ambas as curvas de Gringarten e de Bourdet. Também possibilitaram a descoberta da geometria do reservatório e os parâmetros como permeabilidade e fator de película.

É partir deste método que um dos *softwares* (PTA) a serem usados neste trabalho para comparação dos resultados se respalda. No próximo capítulo, serão apresentados os métodos dos testes de fluxos, além da descrição dos *softwares* a serem usados nos estudos de caso.

3 TESTES DE FLUXO E O USO DE SOFTWARES PARA ANÁLISES QUANTITATIVAS

Devido a complexidade dos testes de fluxo, sua realização ocorre apenas em novos poços, ou em casos onde os poços tenham sido fechados por um longo período. Isso por conta de que, para poços que estejam em alta produção, é muito difícil de se manter a vazão constante como desejado.

Para as devidas análises quantitativas, de forma a fazer simplificações, todos os métodos abordados aqui levam em conta o comportamento radial infinito do reservatório, no qual esteja sem alimentação no limite externo.

Neste trabalho, serão considerados os estudos dos principais métodos de testes de fluxo, sendo estes o Ajuste de Curvas-Tipo de Ramey & Agarwal, Ajuste de Curvas-Tipo de Gringarten & Bourdet, Método Convencional (estes para vazão constante), Teste de Fluxo com Vazões Múltiplas de Odeh & Jones, e o Método Convencional de Teste Limite de Reservatório. A seguir estão as descrições das metodologias adotadas em cada um destes métodos.

3.1 CURVAS-TIPO DE RAMEY & AGARWAL

O ajuste com curvas-tipo é um método relativamente antigo, sendo um dos primeiros a serem desenvolvidos, ao qual consiste basicamente em sobrepor as curvas geradas com os dados reais de pressão e tempo, com as soluções-padrão, nas quais são as soluções teóricas desenvolvidas por Ramey & Agarwal. Essas curvas estão descritas na Figura 7.

O método consiste basicamente em fazer o esboço do gráfico, expresso por $\log \Delta p$ versus t , sendo Δp dado por:

$$\Delta p = p_i - p_{wf}, \quad (50)$$

sendo p_i a pressão inicial e p_{wf} a pressão de fundo do poço.

Posteriormente, é necessário fazer o cálculo da estocagem, conforme a Equação (27) que pode ser expressa também como:

$$C = \frac{qB}{24 \Delta p} t, \quad (51)$$

sendo q a vazão do poço, B o fator-volume de formação do fluido, t o tempo e Δp a variação da pressão.

Então, calcula-se a estocagem adimensional, dada pelas Equações (28) ou (29), para que se tome a curva de C_D no gráfico da Figura 7 e assim encontrar a curva correspondente ao fator de película que melhor ajusta os dados reais. É importante observar que por volta de 1,5 ciclos logarítmicos de tempo, o coeficiente de estocagem deixa de existir, onde os efeitos do limite do reservatório começam a prevalecer, ou seja, neste caso $C_D = 0$, como pode ser observado nos gráficos das curvas-padrão da própria Figura 7.

O *match point* é encontrado através da translação do gráfico $\log \Delta p$ versus t (dados reais) relacionando-se com as curvas-padrão. Sua identificação é dada pelo subscrito M . Através dele é

possível então calcular os outros parâmetros desejados. O coeficiente angular da reta é dado por:

$$m = 1,151 \left(\frac{\Delta p}{p_D} \right)_M. \quad (52)$$

Através do método de ajuste de curvas-tipo, é possível obter parâmetros importantes, sendo estes o coeficiente de estocagem C_D (Equações (28) ou (29)), o fator de película s (dado pela curva-padrão), e a permeabilidade:

$$k = \frac{C_2 q B \mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_M. \quad (53)$$

Mesmo com o desenvolvimento ao longo dos anos de novas tecnologias, afim de se obterem os dados de forma mais precisa no *match point* das curvas-tipo, a modelagem matemática dos *softwares* possui alta sensibilidade, haja vista que o ajuste pode ser satisfeito não necessariamente com uma única curva, mas com outras também, e de forma bastante satisfatória visualmente.

3.2 CURVAS-TIPO DE GRINGARTEN & BOURDET

As curvas-tipo desenvolvidas por Gringarten são baseadas nos mesmo princípios de Ramey & Agarwal. A grande diferença é que no método de Ramey & Agarwal são usados quatro parâmetros (p_{wD} , t_D , C_D e s), e no método de Gringarten, assim como no de Bourdet, são usados três grupos (p_{wD} , t_D/C_D e $C_D e^{2s}$), pois Gringarten agrupou os parâmetros C_D e s , diminuindo os graus de liberdade do sistema. Isso faz com que os dados obtidos através destes últimos em relação ao de Ramey & Agarwal sejam muito mais confiáveis (maior acurácia).

Bourdet foi além, e desenvolveu o seu método em função da derivada da pressão ao longo do tempo, sendo este o grande diferencial do método. Com a derivada, diferentemente de quaisquer outros métodos analíticos para testes de poços, é possível observar e compreender minuciosamente o comportamento da pressão. Este é o método mais utilizado em *softwares* existentes no mercado que permitem obtenção dos parâmetros do sistema poço-reservatório.

Pelo fato de a derivada apresentar o comportamento da pressão de forma diferenciada, já faz o método de Bourdet ser uma ferramenta chave para os testes de poços. Contudo, descobriu-se que o método da derivada poderia ir ainda além, constatando que através dele os poços, reservatórios e as condições de contorno, possuem características específicas em resposta a derivada.

Assim como no método de Ramey & Agarwal, o método de Gringarten & Bourdet consiste em fazer o esboço do gráfico, expresso por $\log \Delta p$ versus t , bem como $\log \Delta p'$ versus t no mesmo gráfico.

Então, são plotadas as curvas-tipo padrão de Gringarten & Bourdet, sobre as quais as curvas reais são ajustadas, obtendo a curva-padrão que melhor descreve a curva real. A partir disto, se toma qualquer ponto que esteja na reta com inclinação de 45° e calcula o coeficiente de

estocagem (Equação (51)). A estocagem adimensional do *match point* é dada por:

$$(C_D)_M = \frac{C_1 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \left(\frac{t_D}{t} \right)_M. \quad (54)$$

Posteriormente, é possível encontrar a permeabilidade, dada por:

$$k = \frac{C_2 q B \mu}{h} \left(\frac{p_{wD}}{\Delta p_{wf}} \right)_M, \quad (55)$$

e por fim o fator de película é expresso por:

$$s = 0,5 \ln \left[\frac{C_D e^{2s}}{C_D} \right]_M. \quad (56)$$

3.3 MÉTODO CONVENCIONAL À VAZÃO CONSTANTE

Este método é relativamente simples, em comparação aos outros, pois não envolve cálculos analíticos muito complexos. A principal diferença entre os métodos de curvas-tipo e o método convencional, onde ambos se dão à vazão constante, é em relação a estocagem. As curvas-tipo levam em conta todos os pontos de pressão, incluindo a estocagem, já o método convencional considera os pontos de pressão onde a estocagem não se faz mais presente. O método convencional é basicamente regido por:

$$p_{wf}(t) = p_i - 1,151 \frac{C_2 q B \mu}{kh} \left[\log(t) + \log \left(\frac{C_1 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0,3514 + 0,869s \right], \quad (57)$$

podendo ser identificado por uma reta $y = mx + b$, sendo:

$$y = p_{wf}, \quad (58)$$

$$m = 1,151 \frac{C_2 q B \mu}{kh}, \quad (59)$$

$$x = \log(t), \quad (60)$$

$$b = p_i - 1,151 \frac{C_2 q B \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{C_1 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0,3514 + 0,869s \right]. \quad (61)$$

Primeiramente é preciso fazer o esboço do gráfico semilog, sendo $\log t$ versus p_{wf} para observar o comportamento da pressão ao longo do tempo, e assim descartar os pontos de pressão que apresentam efeitos de estocagem. A partir da obtenção do coeficiente angular da reta para os pontos de pressão usados, é possível então determinar os parâmetros desejados do reservatório. A permeabilidade é dada por:

$$k = 1,151 \frac{C_2 q B \mu}{mh}, \quad (62)$$

e o fator de película é expresso por:

$$s = 1,151 \left[\frac{(p_i - p_{wf})}{m} - \log(t) - \log \left(\frac{C_1 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 0,3514 \right]. \quad (63)$$

Ainda, é possível calcular outros parâmetros, já citados na subseção 2.6.2 como queda de pressão devido ao fator de película, que permitem fazer avaliações alternativas das características do sistema poço-reservatório.

Em análise comparativa dos métodos a vazão constante apresentados, os valores dos parâmetros devem resultar valores próximos. Na prática existem situações em que isso não acontece, pois o método de Ramey & Agarwal pode ser bastante subjetivo, já que mais de uma curva-tipo padrão pode se ajustar com a curva dos dados reais.

3.4 MÉTODO ODEH & JONES - VAZÕES MÚLTIPLAS

Os métodos de vazões múltiplas tem a vantagem de que se aproximam mais do comportamento real que acontece na produção dos poços. Isso porque manter a vazão constante não é algo trivial. Porém, quando se tem produção com vazão variável é mais complicado de minimizar os efeitos de estocagem no poço.

Este método é desenvolvido através de conceitos de superposição de efeitos, onde a variação da vazão se relaciona com a variação do tempo e o fator de película. Sua expressão é dada por:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n} = m' \left[\sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + m' \bar{s}, \quad (64)$$

sendo:

$$m' = 1,151 \frac{C_2 B \mu}{k h}, \quad (65)$$

e

$$\bar{s} = \log \left(\frac{C_1 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0,3514 + 0,869s, \quad (66)$$

caracterizando-se com uma reta $y = m'x + b'$.

Para este método primeiramente é preciso fazer o cálculo dos pontos de vazão e tempo, dados pela somatória da Equação (64), para então fazer o esboço do gráfico $\sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1})$ versus $\frac{(p_i - p_{wf})}{q_n}$. Então, encontra-se o coeficiente angular (m') e linear (b') da reta, e assim será possível determinar a permeabilidade, dada por:

$$k = 1,151 \frac{C_2 B \mu}{m' h}, \quad (67)$$

e fator de película apresentado como:

$$s = 1,151 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{C_1 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 0,3514 \right]. \quad (68)$$

3.5 MÉTODO CONVENCIONAL DE TESTE LIMITE DE RESERVATÓRIO

Este método permite encontrar os parâmetros do reservatório como área e volume poroso da região drenada pelo poço, por meio do regime pseudopermanente por um tempo suficientemente longo. Sua equação é regida por:

$$p_{wf} = p_i - \frac{C_2 q B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{2,2458A}{C_A r_w^2} \right)^{0,5} + s \right] - 2\pi \left(\frac{C_1 C_2 q B}{\phi c_t A h} \right) t, \quad (69)$$

onde

$$C_A = 5,456 \frac{m}{m^*} e^{\frac{2,303(b^* - b)}{m}}, \quad (70)$$

sendo m e b o coeficiente angular e linear da reta do gráfico semilog, respectivamente, e m^* e b^* o coeficiente angular e linear da reta do gráfico $\log t$ versus p_{wf} , respectivamente.

Primeiramente é preciso fazer o esboço do gráfico semilog, sendo $\log t$ versus p_{wf} para observar o comportamento da pressão ao longo do tempo. A partir disto se extrai o coeficiente angular (m) da reta, e então é possível encontrar a permeabilidade dada pela Equação (62).

Quando é alcançado o regime de produção pseudopermanente, há uma variação linear com o tempo da pressão no poço. Logo, esboça-se outro gráfico, t versus p_{wf} , para encontrar o coeficiente angular (m^*) da reta, desconsiderando os pontos que possuem influência do efeito de estocagem. Ainda, da Equação (70) se encontra o fator de forma do reservatório, e o fator de película pode ser encontrado, considerando $t = 1$, pela Equação ((63)) (m do gráfico semilog).

3.6 SOFTWARES PARA IMPLEMENTAÇÃO DAS SIMULAÇÕES

Nesta seção são apresentados os *softwares* usados para a implementação das simulações, com o objetivo de comparar os resultados dos métodos teóricos apresentados na seção anterior, sendo estes o *Pressure Transient Analysis* - PTA da *Kappa Engineering*, *software* muito importante no mercado mundial do Petróleo que permite obter parâmetros do sistema poço-reservatório, e o MATLAB que permite a implementação dos métodos.

3.6.1 MATrix LABoratory - MATLAB

O MATLAB é um *software* de ampla aplicação para a engenharia e áreas correlatas, que buscam fazer desenvolvimento de cálculos numéricos. Sua interface é relativamente simples de uso, e atribui um potencial gigantesco em uma ferramenta de trabalho primordial para a Engenharia de Petróleo, em específico.

Ele foi desenvolvido pela empresa *The MathWorks Incorporation*, composta por profissionais especialistas em *softwares* de modelagem computacional. Este *software* é capaz de realizar operações matemáticas específicas, construindo análises gráficas bidimensionais e tridimensionais, além de criar e manipular matrizes e vetores.

Para este trabalho ele será importante na implementação dos métodos teóricos dos testes de fluxo, que permitem estimar parâmetros do sistema poço-reservatório, através da criação de tabelas, vetores e apresentação gráfica para verificar o comportamento da pressão ao longo do tempo. A partir dos dados obtidos, será feita a simulação no PTA para verificar se os dados conferem em ambos os *softwares* ou estão aquém da realidade calculada.

3.6.2 Pressure Transient Analysis - PTA

O PTA, de forma geral, é um *software* que realiza simulações de dados de pressão, tempo, e vazão em alta frequência e alta resolução. Segundo a Kappa (2018), os dados obtidos de pressão durante operações de poços como *Drill Stem Test* - DST ou testes de produção podem ser usados para colher informações sobre o reservatório dentre de um raio de investigação em fluxos radiais, ou até mesmo geometrias de reservatório mais complexas.

Seu diagnóstico é dado por meio da plotagem de gráficos, especialmente loglog, que permite analisar a geometria e as propriedades do reservatório com o esboço da pressão e as derivadas de Bourdet, sendo assim ajustado para modelos conhecidos com regressões não-lineares. Ele ainda permite fazer o desenvolvimento da deconvolução, propriedade está que também compõe a avaliação de formações, e que tem capacidade mais aprofundada de verificar os parâmetros do reservatório.

A *Kappa Engineering* criou uma política de nomear seus *softwares* com nome de pedras preciosas, analogamente ao que faz a ANP no Brasil, dando nome dos campos de petróleo em referência a seres marinhos. O PTA é conhecido como *Saphir*, ainda há o *Topaze* - *Rate Transient Analysis* para análises de vazão transiente, *Rubis* - *Numerical Modeling* para modelagem numérica, *Emeraude* - *Production Logging* para perfilagem de produção, *Citrine* - *Field Performance Analysis* para análise do desempenho do campo e o *Azurite* - *Formation Test* para testes de formação.

O PTA, ou *Saphir*, possui uma interface muito didática e simples de ser compreendida, permitindo ao usuário rápido entendimento do seu funcionamento. Sua construção oferece opções importantíssimas para modelagem analítica e numérica nas implementações dos dados.

Para este trabalho serão usados o Processamento de Dados (*Data Processing*), que é por onde os dados de tempo, pressão e vazão são inseridos, sendo que ele possui um grande dinamismo na leitura dos arquivos, podendo serem feitos através de planilhas de ExcelTM, ASCII (*American Standard Code for Information Interchange* ou Código Padrão Norte-americano para Intercâmbio de Informações), ou até mesmo por meio de um simples bloco de notas.

A partir disso, são usadas as Ferramentas de Diagnóstico (*Diagnostic Tools*), que apresentam os dados por meio dos gráficos loglog, semilog, histórico de produção e extrai os diferenciais de pressão. Então, surge as Ferramentas Analíticas (*Analytical Models*), que oferecem a compreensão dos dados combinados com poços, reservatório, condições de contorno, e ferramentas adicionais em funções de fator de película, estocagem, etc.

E há ainda as Ferramentas Numéricas (*Numerical Tools*), que permitem fazer a modelagem numérica através dos escopos da modelagem analítica. Esta ferramenta mostra a modelagem em forma 2D, 3D, e permite compreender o comportamento da pressão ao longo do tempo com uma interface interativa.

Estas ferramentas serão usadas nas implementações dos dados no PTA, para poder realizar uma comparação quantitativa entre ambos os *softwares*. De forma geral, eles permitem obter os resultados, e espera-se que estes sejam idênticos ou similares.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentadas as implementações realizadas através do MATLAB e do PTA através de estudos de casos, trazendo os resultados e abordando os comparativos quantitativos. Os dados de produção dos poços e reservatórios aqui utilizados, são dados obtidos através da literatura, os quais mesmo sendo de reservatórios hipotéticos, serão denominados de dados reais. Primeiramente são apresentados estes dados, e então, são abordadas as implementações dos métodos.

4.1 ESTUDO DE CASO 1

No estudo de caso 1 serão abordados os métodos de curvas-tipo de Ramey & Agarwal, curvas-tipo de Gringarten & Bourdet e Método Convencional, pois consideram o poço com produção à vazão constante e permitem, portanto, a comparação dos resultados entre si, além de comparar os resultados simulados no PTA. São levados em conta os dados de produção do poço (tempo e pressão) conforme a Tabela 3. Os dados da formação são: vazão constante $q = 1200 \text{ STB/D}$, porosidade $\phi = 21,6\%$, viscosidade $\mu = 0,29 \text{ cp}$, compressibilidade total $c_t = 16,6 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, raio do poço $r_w = 0,22 \text{ ft}$, espessura da formação $h = 26 \text{ ft}$, fator volume de formação $B = 1,52 \text{ RB/STB}$ e pressão inicial $p_i = 4474,4 \text{ psia}$.

Tabela 3 – Dados de tempo e pressão do Estudo de Caso 1.

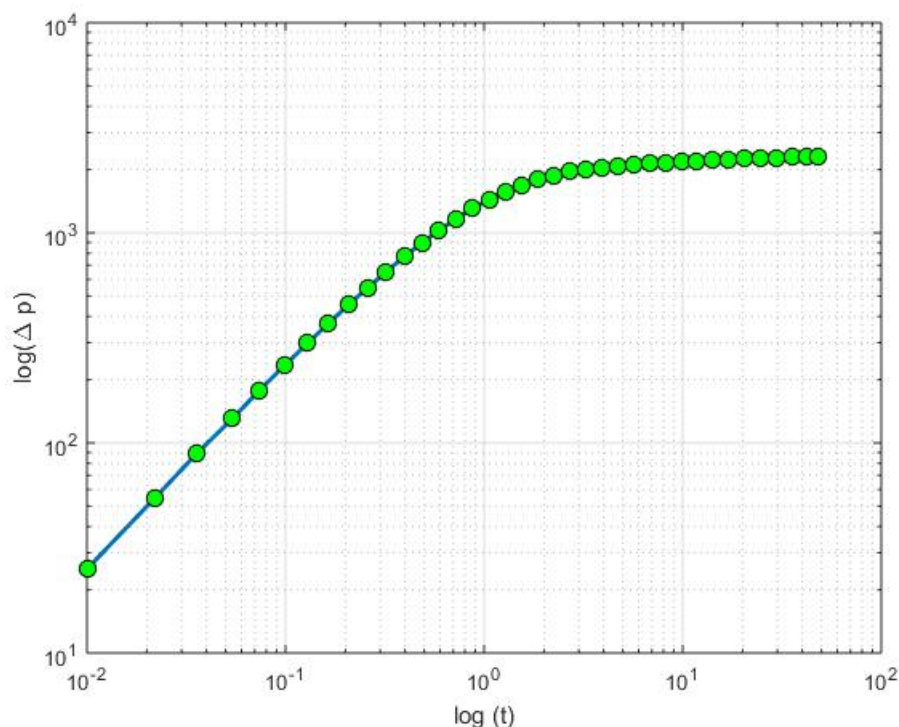
$t \text{ (hr)}$	$p_{wf} \text{ (psia)}$	$t \text{ (hr)}$	$p_{wf} \text{ (psia)}$	$t \text{ (hr)}$	$p_{wf} \text{ (psia)}$	$t \text{ (hr)}$	$p_{wf} \text{ (psia)}$
0,010	4449,3	0,322	3820,2	2,25	2595,0	14,20	2263,1
0,022	4419,7	0,396	3704,9	2,71	2524,0	17,00	2245,6
0,036	4384,8	0,485	3580,1	3,26	2468,4	20,50	2228,5
0,054	4343,9	0,592	3447,8	3,92	2425,3	24,60	2211,7
0,074	4296,2	0,720	3310,4	4,72	2391,6	29,50	2195,1
0,099	4240,7	0,874	3171,5	5,67	2364,1	35,40	2178,7
0,129	4176,7	1,060	3035,0	6,82	2340,6	42,50	2162,5
0,165	4103,1	1,280	2905,3	8,19	2319,5	48,00	2151,8
0,208	4019,5	1,55	2786,8	9,84	2299,8	-	-
0,260	3925,2	1,87	2682,6	11,80	2281,1	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, 2018.

4.1.1 Cuvas-Tipo de Ramey & Agarwal- MATLAB

Declarados os dados a serem avaliados no MATLAB, é possível então fazer a implementação do método de Cuvas-Tipo de Ramey & Agarwal. Para isso, através do esboço do gráfico loglog na Figura 9 é possível perceber o comportamento da pressão ao longo do tempo.

Figura 9 – Gráfico loglog t versus Δp - Curva-tipo Ramey & Agarwal dos dados reais.



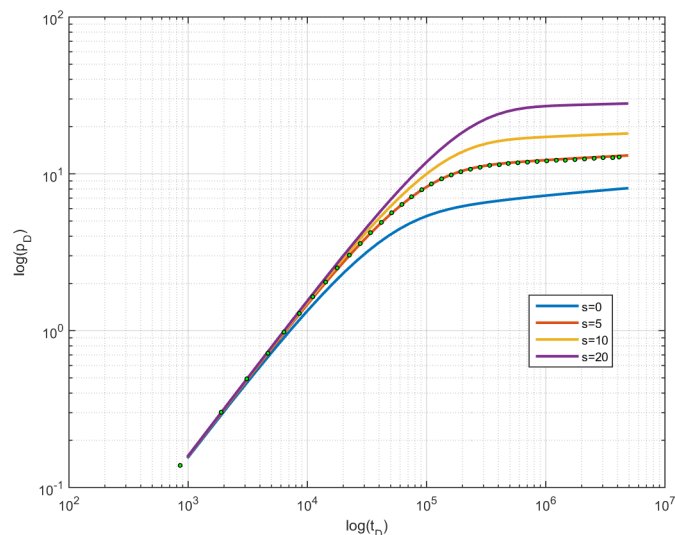
Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para a abordagem do ajuste de curva-tipo de Ramey & Agarwal, é preciso escolher um ponto que esteja no regime transiente, tanto de pressão quanto de tempo, para que seja possível efetuar o cálculo do coeficiente de estocagem, e posterior cálculo do coeficiente adimensional de estocagem.

Foram selecionados os pontos $t(5) = 0,0740 \text{ hr}$ e $\Delta p(5) = 178,2 \text{ psi}$ resultando em $C = 0,0315 \text{ bbl/psi}$ e consequentemente $C_D = 6,2503 \cdot 10^3$. Com o valor de C_D , é possível gerar com a aplicação do algoritmo de Stehfest, as curvas-tipo padrão de Ramey & Agarwal para diferentes valores de fator de película. O objetivo é determinar o valor do fator de película que melhor ajusta os dados reais.

A partir de C_D , as curvas-tipo padrão de Ramey & Agarwal foram obtidas, bem como a curva da Figura 9 transladada sobre as curvas-tipo padrão para determinar o fator de película correspondente à curva-tipo que melhor ajusta os dados reais, conforme mostra a Figura 10.

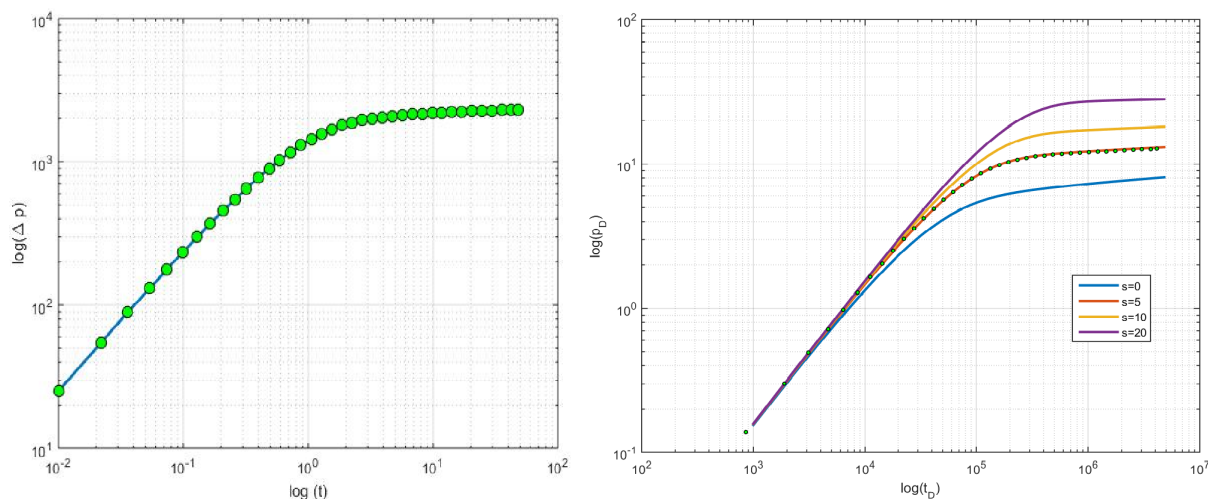
Figura 10 – Gráfico loglog das Curvas-tipo Ramey & Agarwal teóricas para $C_D = 6,2503 \cdot 10^3$ e diferentes efeitos de película, juntamente com os dados reais transladados para a determinação do *match point*.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para uma melhor visualização, a Figura 11 apresenta lado a lado as curvas reais dos dados e as curvas-padrão. Da Figura 10, pode ser observado que o fator de película é $s = 5$ (poço está sofrendo dano).

Figura 11 – Curvas dos dados reais (esquerda) ajustada sobre as curvas-padrão de Ramey & Agarwal (direita).



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para a determinação dos demais parâmetros, agora determina-se os valores do *match point*, obtido através da relação entre as curvas dos dados reais e as curvas-padrão. Assim, tomando o tempo de produção 1 hora, ou seja, $t = 1 \text{ hr}$, então $\log t = 0$, logo $t_D = 8,6 \cdot 10^4$, e

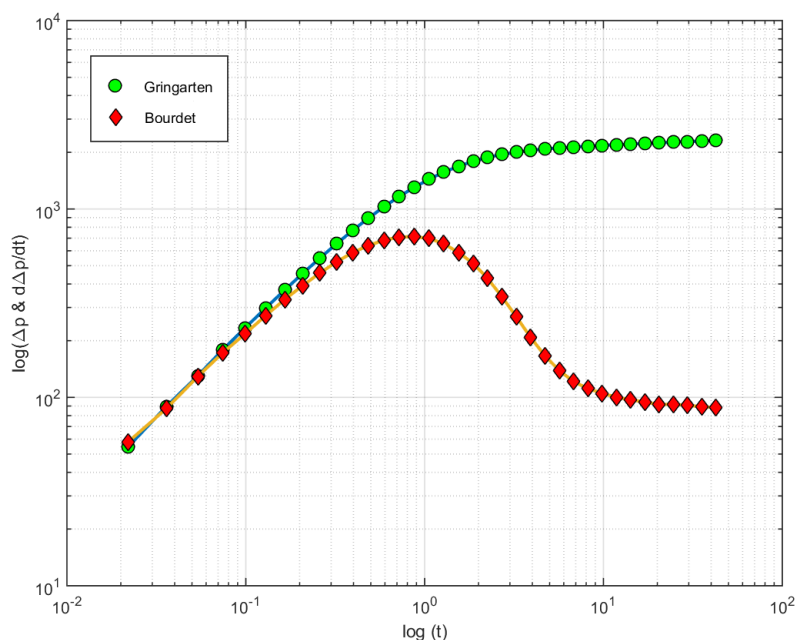
$\Delta p = 100 \text{ psi}$, então $\log p_D = 5,5 \cdot 10^{-3}$. Portanto, da Equação (52), se tem o coeficiente angular do *match point* $m = 221,3462$, e da Equação (26) a queda de pressão $\Delta p_s = 961,3063 \text{ psi}$. Por fim, encontra-se a permeabilidade, através da Equação (53), sendo $k = 14,9378 \text{ md}$.

Assim, através da abordagem do ajuste de curvas-tipo Ramey & Agarwal, foi possível estimar os parâmetros desejados. A seguir serão implementados outros métodos para que se possa comparar os resultados.

4.1.2 Cuvas-Tipo de Gringarten & Bourdet - MATLAB

A partir da declaração dos dados a serem avaliados no MATLAB, é possível então fazer a implementação do método de Cuvas-Tipo de Gringarten & Bourdet. O passo inicial é fazer os cálculos das derivadas de Bourdet em conjunto com o Δp ao longo do tempo para verificar como se comportam os dados de pressão. O cálculo das derivadas não é tão trivial, pois necessita o uso do Método de Diferenças Finitas para tal. Encontrado o Δp e as derivadas, um gráfico loglog é gerado a fim de evidenciar os dados de pressão com as curvas-tipo de Gringarten & Bourdet. A Figura 12 apresenta o esboço deste gráfico.

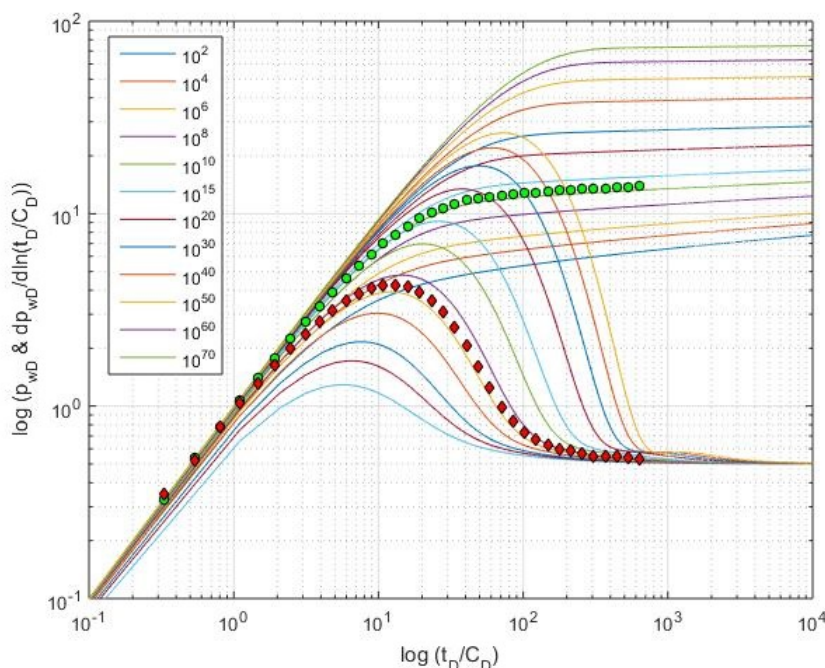
Figura 12 – Gráfico loglog t versus Δp & $\frac{d\Delta p}{dt}$ - Curvas-tipo de Gringarten & Bourdet dos dados reais.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Através do algoritmo de Stehfest, o esboço das curvas-padrão de Gringarten & Bourdet permitem realizar o ajuste com as curvas-tipo reais, para que assim os parâmetros desejados possam ser calculados. A Figura 13 apresenta os dados reais ajustados com as curvas-padrão que melhor os representam.

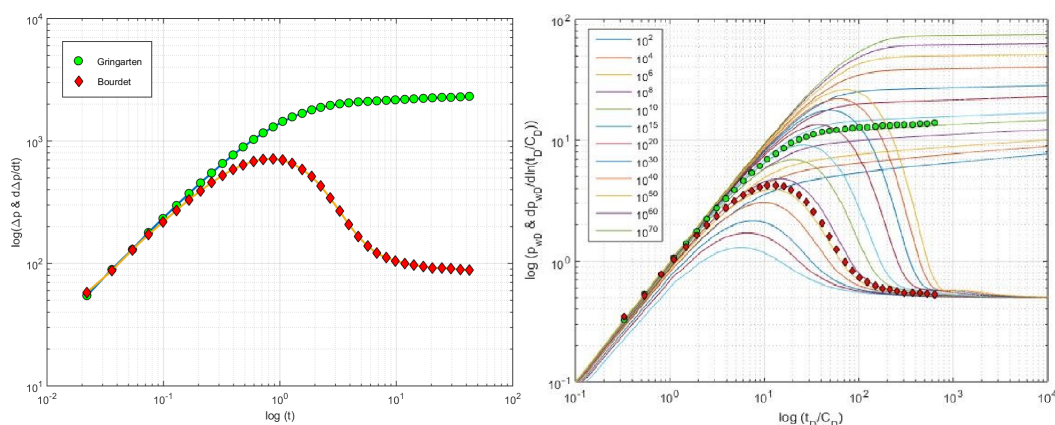
Figura 13 – Gráfico loglog das curvas-tipo de Gringarten & Bourdet, juntamente com os dados reais transladados para a determinação do *match point*



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para o cálculo da estocagem, levou-se em consideração o ponto $t(5) = 0,0740 \text{ hr}$ e $\Delta p(5) = 178,2 \text{ psi}$ e a Equação (51), resultando portanto em $C = 0,0315 \text{ bbl/psi}$. Para uma melhor visualização, a Figura 14 apresenta lado a lado as curvas reais dos dados e as curvas-padrão. Efetuando a translação da curva de Gringarten dos dados reais juntamente com a correspondente da derivada (Bourdet) obtém-se que a curva-tipo que melhor ajusta os dados reais é a correspondente a $C_D e^{2s} = 10^{11}$. Podendo assim determinar o fator de película, pela Equação (56), que resulta em $s = 5,5348$.

Figura 14 – Curvas dos dados reais em contraste com as curvas-padrão de Gringarten & Bourdet.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Analogamente ao procedimento que foi efetuado para as curvas de Ramey & Agarwal, agora determina-se os valores do *match point*. Assim, tomando o tempo de produção considerando a curva de Gringarten, $t = 1 \text{ hr}$ então $\log t = 0$, logo $\log t_D = 1,8 \cdot 10^1$, e tomando $\log \Delta p = 100 \text{ psi}$, então $\log \Delta p \& \frac{d\Delta p}{dt} = 5,75 \cdot 10^{-1}$. Assim, o $(C_D)_M = 1,5579 \cdot 10^6$ pela Equação (54) e a permeabilidade pode ser calculada pela Equação (55), tendo $k = 16,5178 \text{ md}$.

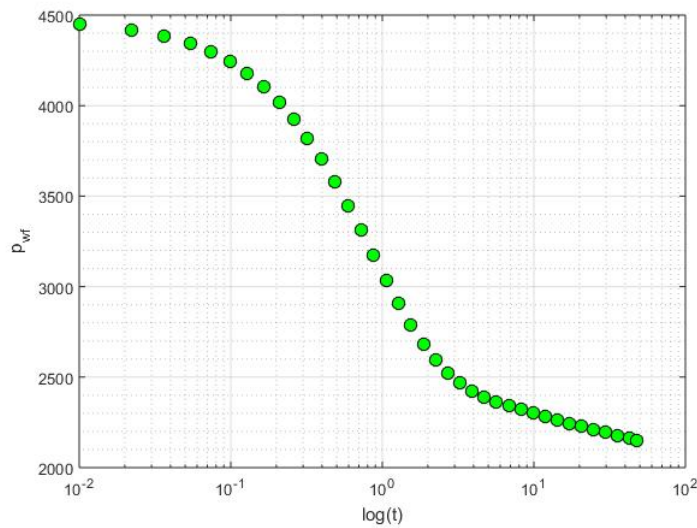
Por fim, o coeficiente angular é encontrado pela Equação (52), sendo $m = 200,1739$, e conseqüentemente a queda de pressão pode ser calculada através da Equação (26), tendo $\Delta p_s = 962,3424 \text{ psi}$.

Com isso, a obtenção dos parâmetros pela implementação no MATLAB do método de Curvas-Tipo de Gringarten & Bourdet foi realizada de maneira assertiva. Na subseção a seguir o Método Convencional será abordado.

4.1.3 Método Convencional - MATLAB

Com os dados da Tabela 3, é preciso plotar um gráfico semilog a fim de verificar o comportamento da pressão. O gráfico pode ser visto conforme a Figura 15.

Figura 15 – Gráfico semilog t versus Δp - Método Convencional à vazão constante.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A partir da Figura 15, descartam-se os pontos que estejam sob efeitos de estocagem. Então, o coeficiente angular e linear da reta são encontrados, sendo $m = 204,7945$ e $b = 2,4960 \cdot 10^3$ respectivamente.

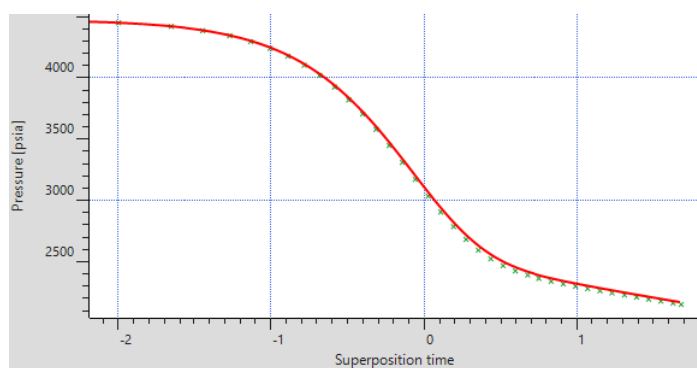
Portanto, agora podem ser encontrados os parâmetros desejados. A permeabilidade pode ser calculada através da Equação (62), tendo $k = 16,1451 \text{ md}$. Ainda, tomando $t = 1 \text{ h}$, na Equação (63) torna $p_{wf} = b$, sendo assim o fator de película resultando em $s = 5,0431$ (poço está sofrendo dano). Por fim, a queda de pressão também pode ser estimada pela Equação (26), logo $\Delta p_s = 897,0920 \text{ psi}$.

Como pôde ser visto, a estimativa dos parâmetros do sistema poço-reservatório através do método convencional à vazão constante é relativamente simples e rápida de ser implementada. A partir dos valores encontrados, será abordada na próxima subseção a implementação dos dados deste estudo no PTA, afim de comparar as estimativas.

4.1.4 Implementação do Estudo de Caso 1 - PTA

Com a inserção dos dados do sistema poço-reservatório realizada, além dos dados de pressão e vazão ao longo do tempo, as simulações são efetuadas primeiramente fazendo a extração do Δp que permite o esboço de gráficos loglog, semilog e histórico de produção, gráficos aos quais são cruciais para as análises detalhadas de cada caso. A primeira simulação pode ser vista através da Figura 16 com a plotagem de um gráfico semilog.

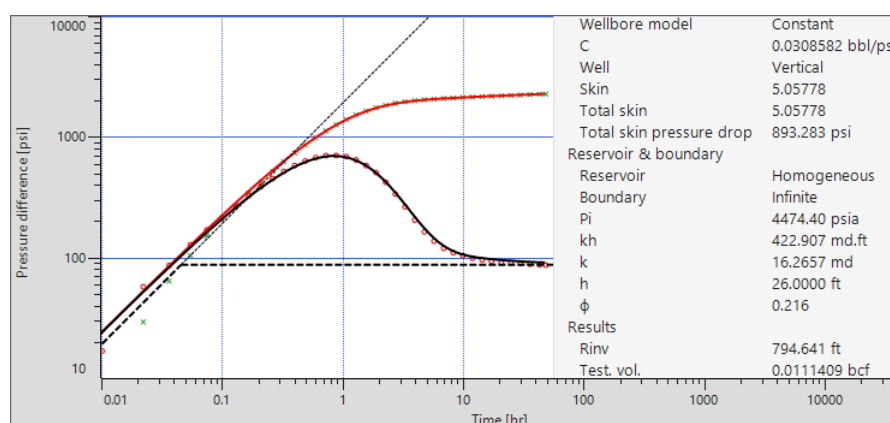
Figura 16 – Gráfico semilog da primeira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A Figura 16 demonstra que a primeira simulação foi bastante acurada, pois os dados simulados estão bastante similares ao comportamento dos dados reais. A Figura 17 também apresenta a mesma constatação disto com a representação de um gráfico loglog.

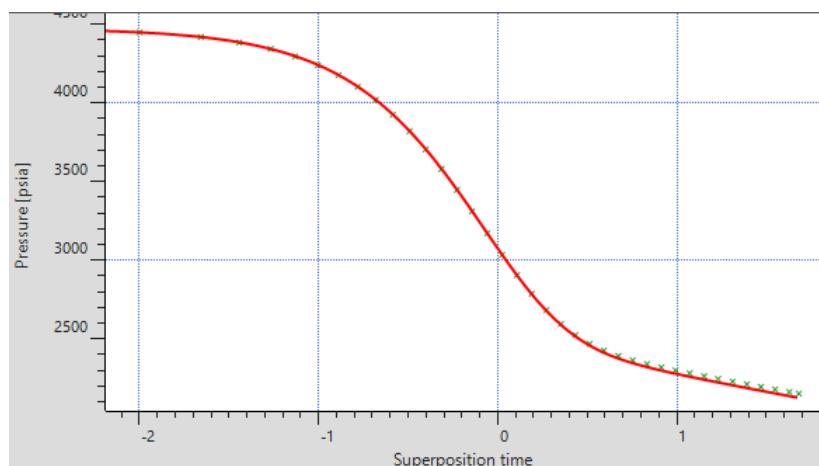
Figura 17 – Gráfico loglog da primeira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Apesar de a simulação ter sido bastante razoável, ainda é possível melhorar com pequenos ajustes a simulação para que se aproxime ainda mais dos dados reais. Estes ajustes são feitos com novas inserções nos parâmetros k , C e s , onde se observa se o comportamento das simulações condiz com a realidade. Assim, a segunda simulação pode ser vista através da Figura 18.

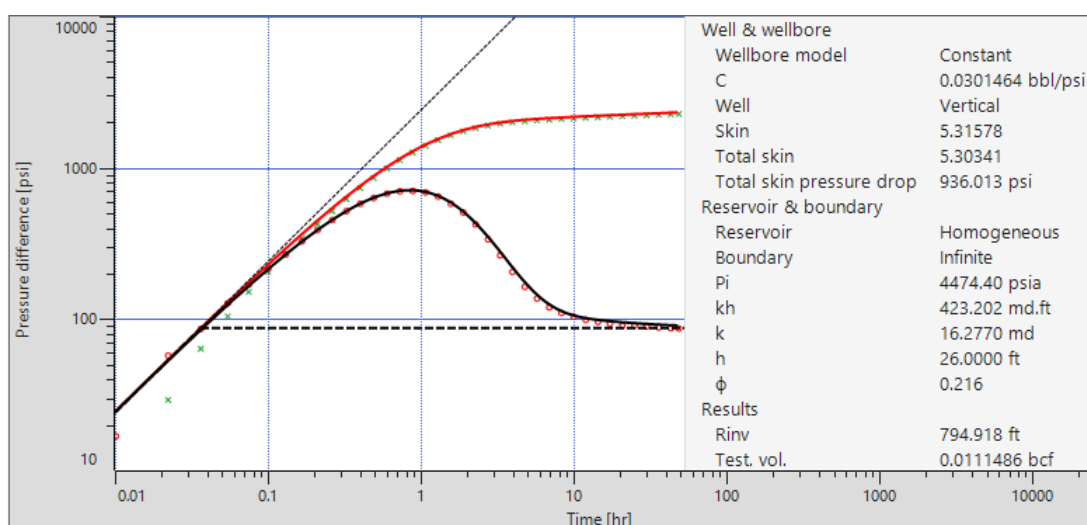
Figura 18 – Gráfico semilog da segunda simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Na Figura 18 é perceptível que o fim da curva simulada se apresentou ligeiramente abaixo dos dados reais de pressão, contrariamente à Figura 16. Já pela Figura 19, é possível perceber que não houve muita mudança significativa em relação à primeira simulação observando as curvas, mas em questão de valores dos parâmetros houve uma mudança considerável quantitativamente.

Figura 19 – Gráfico loglog da segunda simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.

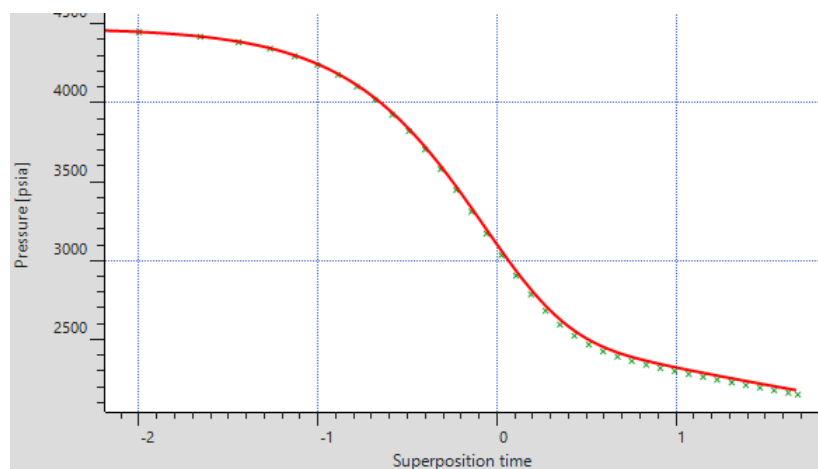


Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Esta segunda simulação demonstra que a implementação ainda pode ser melhor ajustada em alguns pontos simulados em relação aos dados reais. Para tal, uma terceira simulação é

apresentada pela Figura 20.

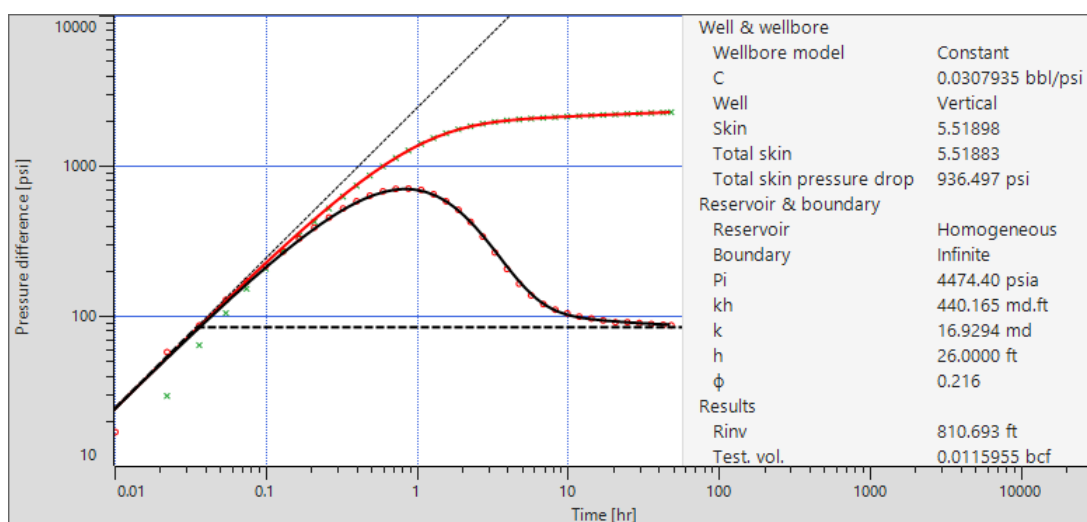
Figura 20 – Gráfico semilog da terceira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A Figura 20 se assemelha muito à Figura 16, parecendo que a terceira simulação não mostrou evolução em relação às anteriores. Porém, através da Figura 21, pode ser constatado que a curva 2 (curva preta) se apresentou muito semelhante da derivada de Bourdet dos dados reais.

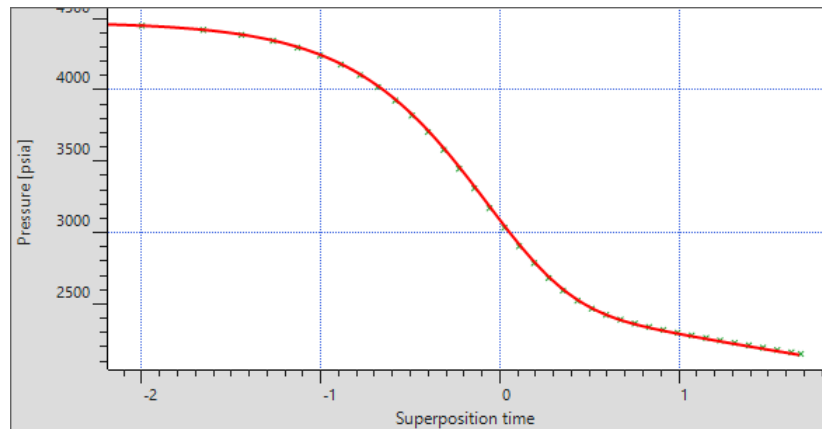
Figura 21 – Gráfico loglog da terceira simulação do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Assim, a última simulação pode ser vista de acordo com a Figura 22, onde os pontos simulados estão de acordo com os dados reais.

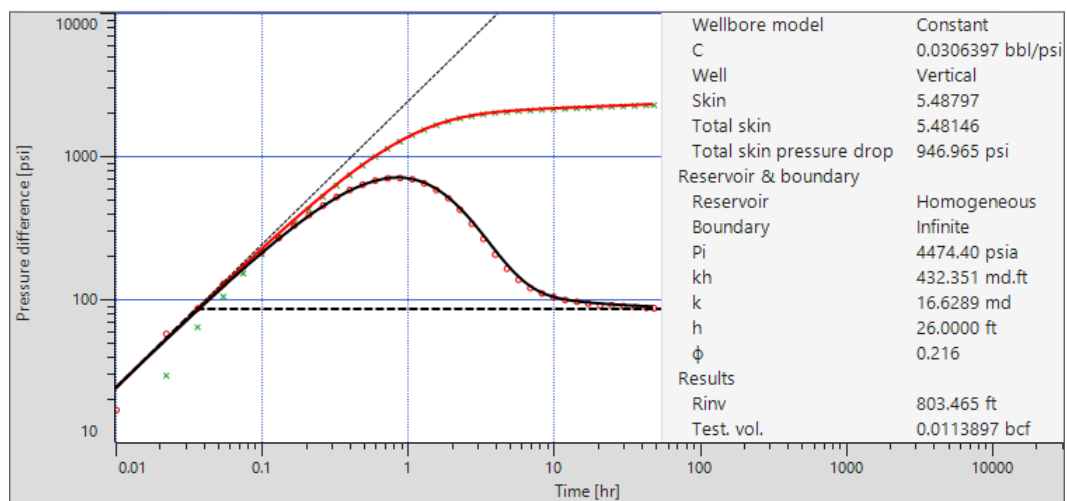
Figura 22 – Gráfico semilog da simulação final do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A Figura 23 também apresenta uma excelente acurácia na simulação, tanto pela curva 1 (curva vermelha) quanto pela curva 2 (curva preta).

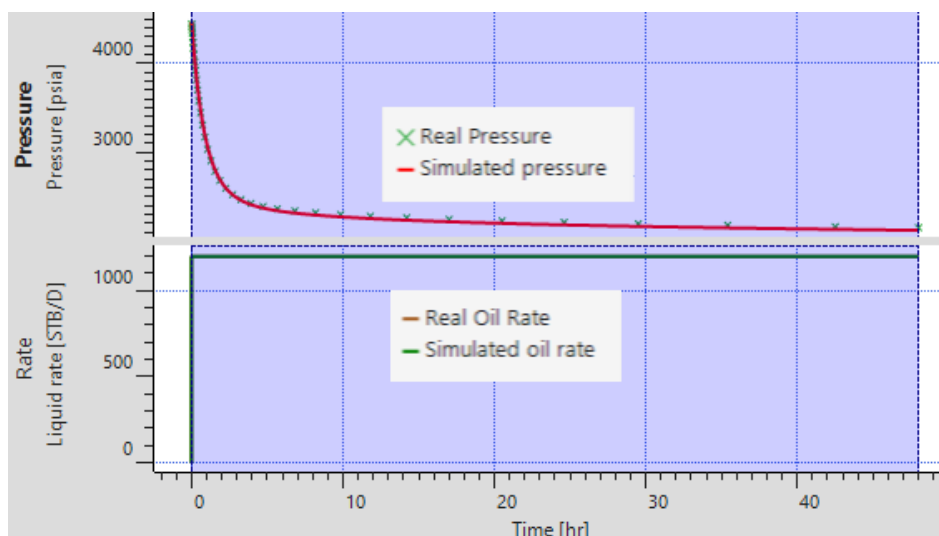
Figura 23 – Gráfico loglog da simulação final do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O histórico de produção dos dados reais e simulados de pressão e vazão ao longo do tempo, podem ser vistos pela Figura 24. Vale ressaltar que nas quatro simulações o histórico se apresentou de forma idêntica, por isso optou-se por apresentar apenas esta figura buscando objetividade na discussão dos resultados.

Figura 24 – Histórico de produção do Estudo de Caso 1 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Da Figura 24, pode-se observar que a curva da pressão simulada é compatível com a curva da pressão real, e a curva da vazão simulada está sobreposta com a vazão real. Para melhor comparativo das quatro simulações realizadas, no apêndice A encontram-se os gráficos semilog e loglog dispostos em forma sequencial em relação as simulações.

Para todos os parâmetros calculados nas 4 implementações, as diferenças dos resultados se apresentaram bastante baixas, demonstrando que as implementações foram realizadas com muita coerência. A Tabela 4 apresenta os resultados dos parâmetros calculados, tomando para o PTA o resultado da melhor simulação.

Tabela 4 – Resultados das implementações do Estudo de Caso 1: Estimativas dos parâmetros obtidas por diferentes métodos.

Implementação	k (md)	s	Δp_s (psi)	C (bbl/psi)
Curvas-Tipo Ramey & Agarwal	14,9378	5	961,3063	0,0315
Curvas-Tipo Gringarten & Bourdet	16,5178	5,5348	962,3424	0,0315
Método Convencional	16,1451	5,0431	897,0920	-
PTA	16,6289	5,48797	946,965	0,0306387

Fonte: Elaborado pelo autor, 2018.

Para a permeabilidade, a maior discrepância analisando o erro percentual relativo ao maior valor do parâmetro, deu-se entre as Curvas-Tipo de Ramey & Agarwal e o PTA, apresentando um erro de 10,17 %. Já para o fator de película, a maior diferença ocorreu entre as Curvas-Tipo de Ramey & Agarwal e as Curvas-Tipo de Gringarten & Bourdet, tendo um erro de 9,66 %.

Por outro lado, tratando-se da queda de pressão com fator de película, o maior delta foi entre o Método Convencional e as Curvas-Tipo de Gringarten & Bourdet, sendo o erro de 6,78 %.

Ainda, considerando o parâmetro estocagem, a maior diferença dos resultados aconteceu entre as Curvas-Tipo de Ramey & Agarwal e Gringarten & Bourdet com o PTA, com erro de 2,73 %.

Ainda, considerando o PTA como a melhor implementação, sendo os valores de seus parâmetros os corretos, haja vista que as curvas dos dados simulados foram coincidentes com as curvas dos dados reais, a Tabela 5 apresenta o erro relativo percentual de cada método em relação ao PTA.

Tabela 5 – Erro relativo percentual das Estimativas dos parâmetros obtidas por diferentes métodos do Estudo de Caso 1 em relação ao PTA.

Implementação	Erro k (%)	Erro s (%)	Erro Δp_s (%)	Erro C (%)
Curvas-Tipo Ramey & Agarwal	10,17	8,89	1,51	3,14
Curvas-Tipo Gringarten & Bourdet	0,67	0,83	1,62	2,81
Método Convencional	2,9	8,1	5,27	-

Fonte: Elaborado pelo autor, 2018.

Conforme a Tabela 5, de modo geral, com exceção do Δp_s , o método de Curvas-Tipo Ramey & Agarwal foi o que mais se distanciou dos valores encontrados no PTA, já que apresenta erros relativos dos parâmetros maiores. E o método de Curvas-Tipo Gringarten & Bourdet, foi o que mais se aproximou dos valores encontrados no PTA, isso porque o *software* usa o próprio método para suas implementações e por de ser mais acurado, uma vez que como já foi comentado na descrição do método, o fato de ajustar as duas curvas (Gringarten e Bourdet) simultaneamente diminui a sua subjetividade, melhorando o ajuste.

Como pode ser observado, tanto na Tabela 4 como na Tabela 5, as estimativas dos parâmetros por todos os métodos implementados foram bastante similares, obtendo uma discrepância máxima de aproximadamente 10% para a permeabilidade, o que demonstra concordância dos métodos implementados. Além disso, se observamos os valores fisicamente, essas diferenças podem ser desconsideradas, haja vista que não causam muita influência em relação a interpretação física do que está ocorrendo no sistema poço-reservatório.

4.2 ESTUDO DE CASO 2

No estudo de caso 2, será feita a implementação do método de Odeh & Jones à vazão variável no MATLAB, e comparados os seus resultados com a simulação dos dados do referido estudo no PTA. São considerados os dados de produção do poço (tempo e pressão) conforme a Tabela 6. Os dados da formação são: a porosidade $\phi = 22\%$, viscosidade $\mu = 1 \text{ cp}$, compressibilidade total $c_t = 21.10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, raio do poço $r_w = 0,33 \text{ ft}$, espessura da formação $h = 15 \text{ ft}$, fator volume de formação $B = 1,35 \text{ RB/STB}$ e pressão inicial $p_i = 3000 \text{ psia}$.

Tabela 6 – Dados de tempo, pressão e vazão do Estudo de Caso 2.

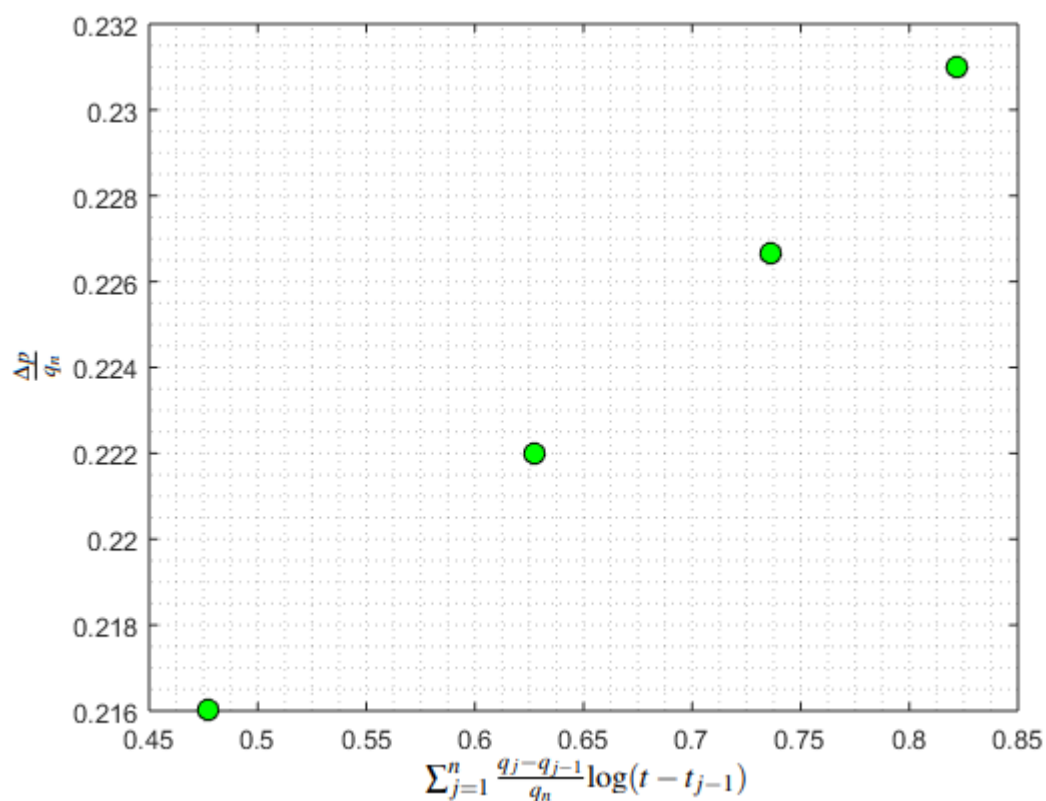
t (hr)	p_{wf} (psia)	q (STB/D)
0	3000	0
3	2892	500
6	2778	1000
9	2660	1500
12	2538	2000

Fonte: Elaborado pelo autor, 2018.

4.2.1 Método de Odeh & Jones à vazão variável - MATLAB

Para a implementação do Método de Odeh & Jones à vazão variável, os dados da Tabela 6 foram utilizados em função de elaborar a plotagem do gráfico de $\sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1})$ versus $\frac{\Delta p}{q_n}$. O gráfico pode ser visto na Figura 25.

Figura 25 – Gráfico para análise do Método de Odeh & Jones à vazão variável.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A partir da Figura 25 podem ser extraídos os coeficientes angular e linear da reta, necessário para o cálculo dos parâmetros do sistema poço-reservatório possa ser realizado. Assim, $m' = 0,0431$ e $b' = 0,1952$, respectivamente.

Então, da Equação (67) a permeabilidade é $k = 339,0828 \text{ md}$. Ainda, o fator de película é encontrado pela Equação (66) sendo $s = -1,2386$ (poço sofrendo estímulo). E por fim, é encontrada a queda de pressão pela Equação (26), onde $\Delta p_s = -0,0464 \text{ psi}$.

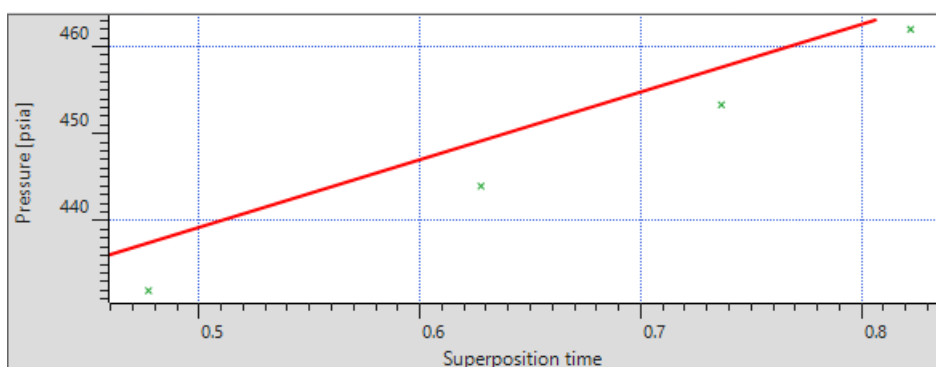
A implementação deste método, apesar de apresentar variação da vazão ao longo do tempo por meio da superposição de efeitos, é considerada relativamente rápida. Através dos valores dos parâmetros aqui calculados, serão apresentadas as simulações feitas no PTA na próxima subseção a fim de verificar a coerência dos valores encontrados.

4.2.2 Implementação do Estudo de Caso 2 - PTA

As simulações no PTA exigem primeiramente a inserção dos dados do poço e reservatório, além do comportamento da pressão e vazão ao longo do tempo. Quando feita essa inserção, é possível então realizar a extração do Δp , para que assim possam ser analisados os gráficos loglog, semilog e histórico de produção gerados pelo PTA.

Uma simulação inicial foi realizada a fim de verificar o comportamento das aproximações em relação aos dados reais. A Figura 26 mostra o gráfico semilog da primeira simulação.

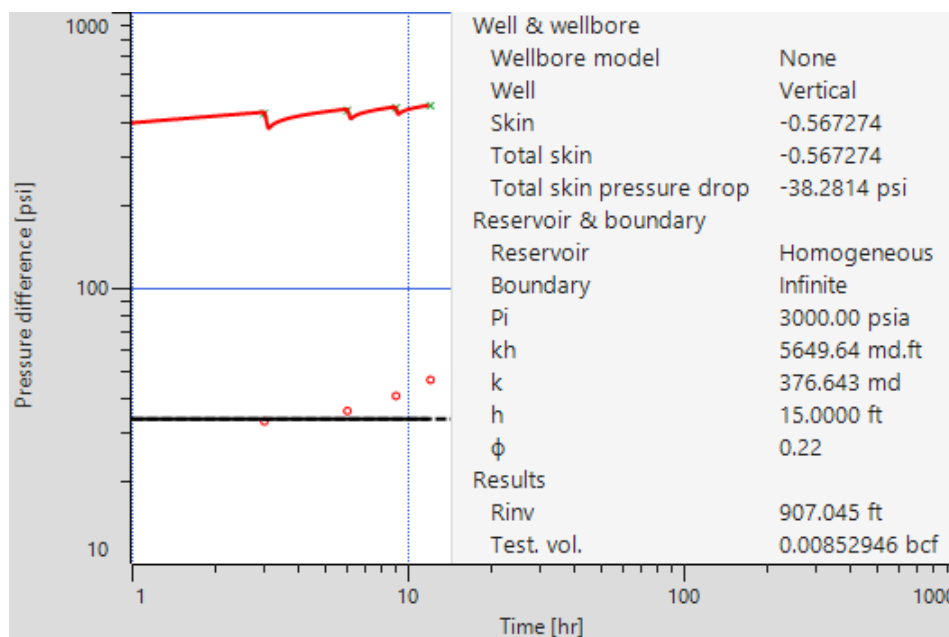
Figura 26 – Gráfico semilog da primeira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

De acordo com a Figura 26, a simulação feita pelo PTA apresenta uma certa distância dos dados reais de pressão. Já pelo gráfico loglog, esta distância não é possível de ser identificada, conforme a Figura 27.

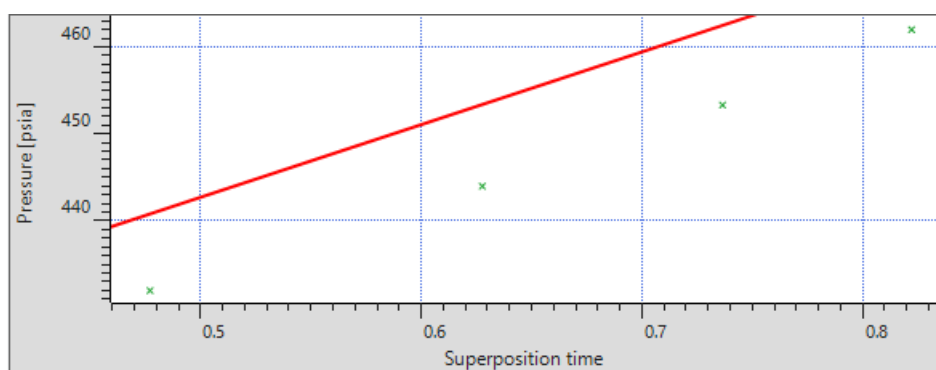
Figura 27 – Gráfico loglog da primeira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Assim, se faz necessário melhorar a aproximação. Para isso, é realizada uma segunda simulação, onde são feitas variações nos parâmetros k e s , afim de verificar como se comportam as novas curvas simuladas. O gráfico semilog da Figura 28 mostra a simulação da segunda análise.

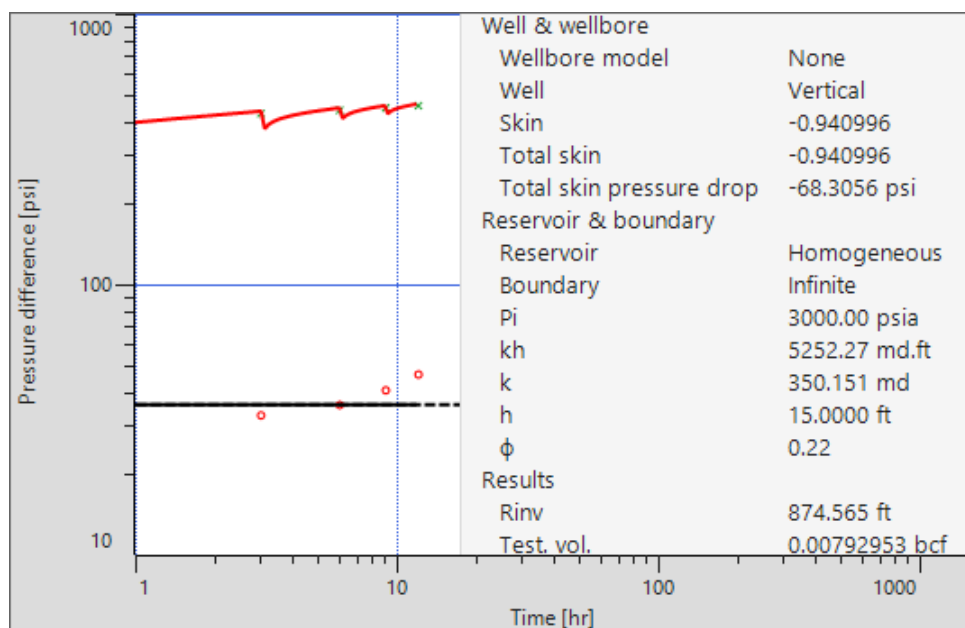
Figura 28 – Gráfico semilog da segunda simulação dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Como pode ser visto na Figura 28, houve uma maior discrepância da reta simulada em relação aos dados reais. De acordo com a Figura 29, é possível verificar uma mudança na curva 2 (derivada de Bourdet) simulada em relação à anterior.

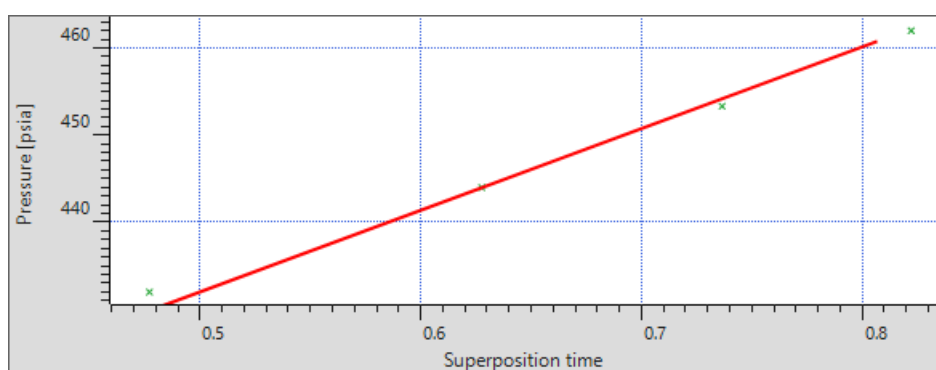
Figura 29 – Gráfico loglog da segunda simulação dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Pode-se compreender que é preciso diminuir os valores do fator de película e da permeabilidade, já que um valor maior (mais positivo) destes acabou afastando a reta simulada dos dados reais. O gráfico semilog da Figura 30 mostra uma terceira simulação para que se analise o novo comportamento deste parâmetros, fazendo nova manipulação nos dados de k e s .

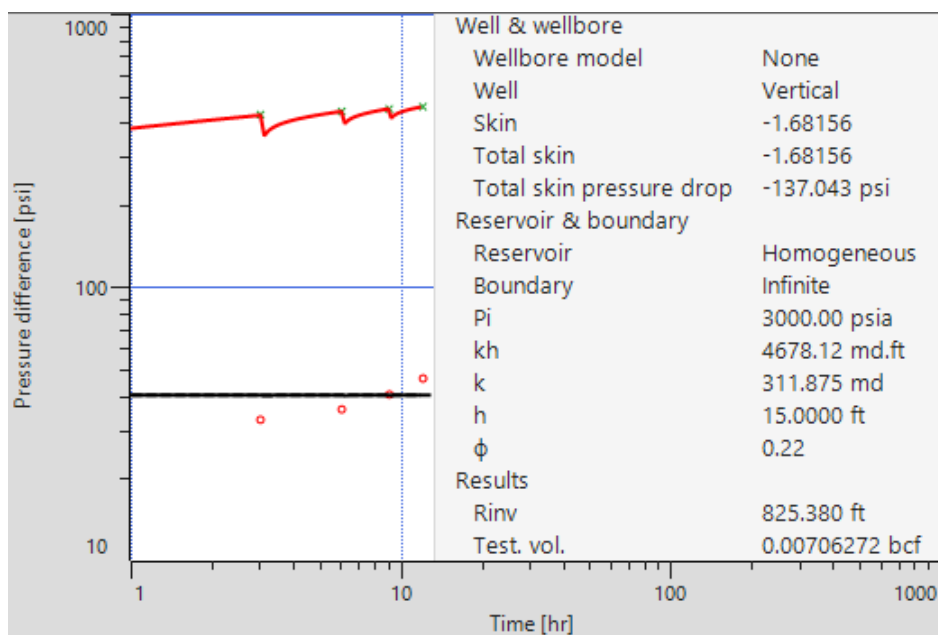
Figura 30 – Gráfico semilog da terceira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Pela Figura 30, nota-se que houve uma grande melhora na simulação dos dados, haja vista que a curva passou a se aproximar de forma significativa com o comportamento real da pressão. Na Figura 31, se nota que houve também uma mudança na curva 2 simulada, trazendo um valor de permeabilidade mais abaixo que os anteriores.

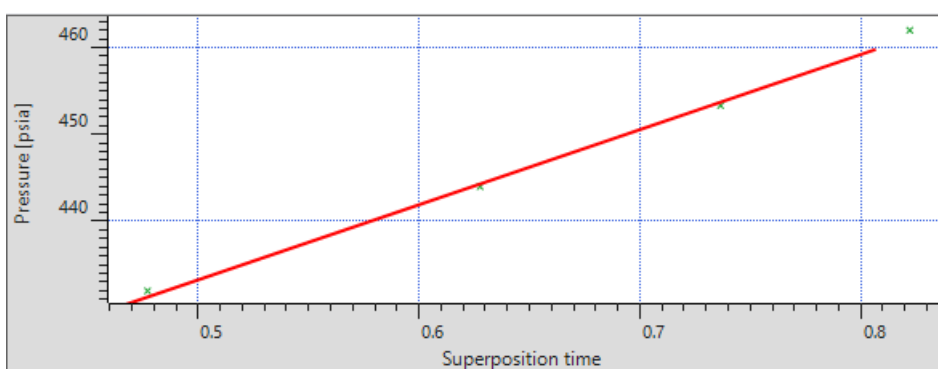
Figura 31 – Gráfico loglog da terceira simulação dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Com a terceira simulação, conclui-se que é necessário aumentar o fator de película, pois sua inclinação está maior do que se comportam os dados reais, assim como a permeabilidade. Então, a Figura 32 mostra o gráfico da simulação final realizada para que seja feita sua verificação.

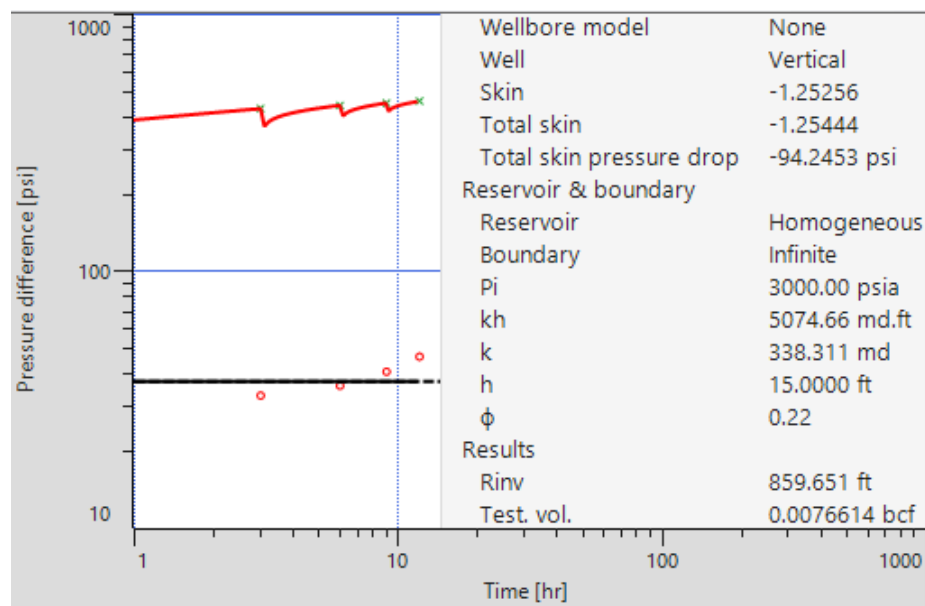
Figura 32 – Gráfico semilog da simulação final dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Da Figura 32 se percebe que a reta simulada foi bastante acurada, tendo comportamento muito similar aos dados reais. Com a Figura 33, nota-se o comportamento no gráfico loglog da simulação com os resultados obtidos.

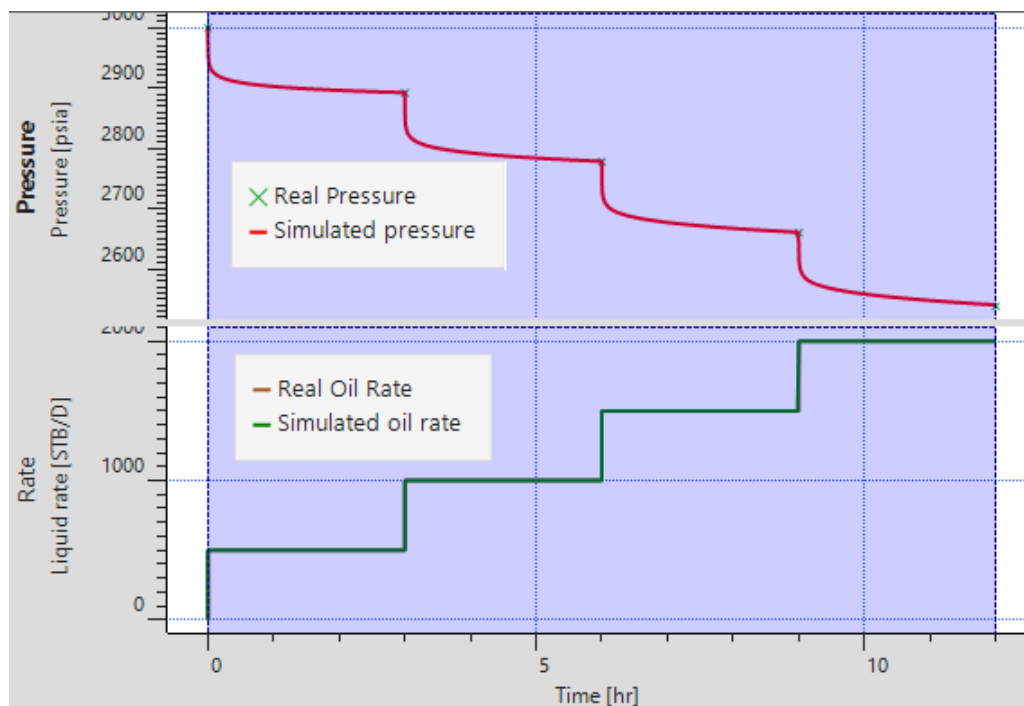
Figura 33 – Gráfico loglog da simulação final dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Por fim, a Figura 34 mostra como se dá o histórico de produção ao longo do tempo, para os dados reais e os dados simulados. Vale ressaltar que para todas as quatro simulações, este gráfico se comportou de maneira idêntica, por isso é apresentado somente da última simulação.

Figura 34 – Histórico de produção das simulações dos dados do Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para melhor comparativo das quatro simulações realizadas, no apêndice B encontram-se

os gráficos semilog e loglog dispostos em forma sequencial em relação as simulações. Através da implementação do método de Odeh & Jones à vazão variável no PTA, encontrou-se o fator de película como sendo $s = -1,25256$, apresentando um erro de 1,13%, considerado portanto um valor extremamente baixo. Já a permeabilidade encontrada foi de $k = 338,311 \text{ md}$, equivalendo a um erro de 0,23%, também considerado baixo. Porém, o valor encontrado de queda de pressão $\Delta p_s = -94,5423 \text{ psi}$, apresentou um erro de 203.654,95 %, sendo totalmente fora da linha de coerência do valor real.

Os valores de s e k apresentaram erros na simulação, podendo serem considerados desprezíveis. Contudo, o erro de Δp_s pode ser explicado porque a simulação no PTA poderia ter levado em consideração a Ferramenta de Deconvolução, que torna dados de vazão variável em dados de vazão constante. Sem o uso desta ferramenta, pode ter havido a dispersão das variáveis levadas em conta no cálculo deste parâmetro.

4.3 ESTUDO DE CASO 3

Para o estudo de caso 3, será feita a análise do método convencional de Teste Limite de Reservatório implementado no MATLAB, e comparados os seus resultados com os parâmetros encontrados no PTA. São considerados os dados de tempo, pressão e vazão conforme a Tabela 7. Já os dados da formação são: a porosidade $\phi = 20,5\%$, viscosidade $\mu = 3,93 \text{ cp}$, compressibilidade total $c_t = 147.10^{-6} \text{ cm}^2/\text{kgf}$, raio do poço $r_w = 0,0762 \text{ m}$, espessura da formação $h = 39,6 \text{ m}$, fator volume de formação $B = 1,243 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$ e pressão inicial $p_i = 81,13 \text{ kgf/cm}^2$.

Tabela 7 – Dados de tempo e pressão dos Estudo de Caso 3.

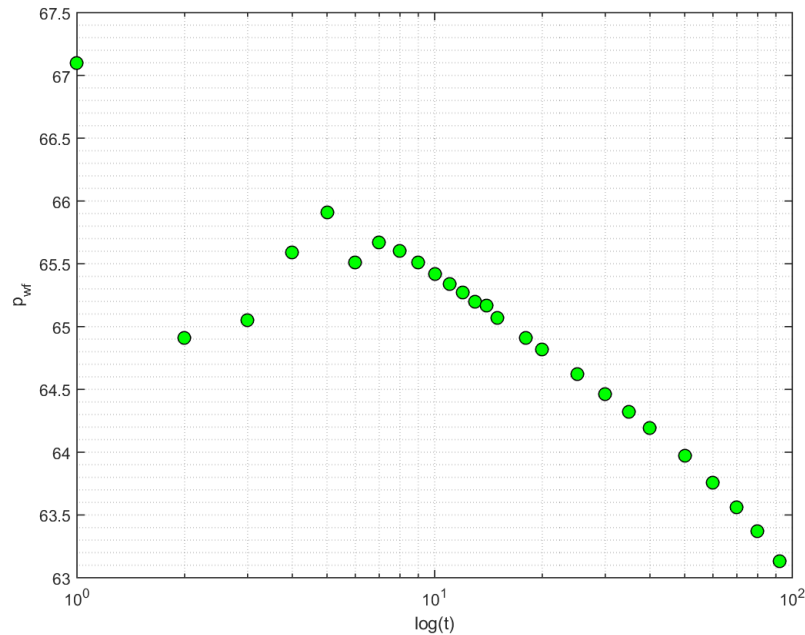
$t \text{ (h)}$	$p_{wf} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}$	$q \text{ (m}^3\text{STD/D)}$	$t \text{ (h)}$	$p_{wf} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}$	$q \text{ (m}^3\text{STD/D)}$
0	81,13	-	14	65,17	63,0
1	67,10	80,1	15	65,07	63,0
2	64,91	75,5	18	64,91	63,0
3	65,05	69,8	20	64,82	63,0
4	65,59	57,1	25	64,62	63,0
5	65,91	63,0	30	64,46	63,0
6	65,51	64,9	35	64,32	63,0
7	65,67	63,0	40	64,19	63,0
8	65,60	63,0	50	63,97	63,0
9	65,51	63,0	60	63,76	63,0
10	65,42	63,0	70	63,56	63,0
11	65,34	63,0	80	63,37	63,0
12	65,27	63,0	92	63,13	63,0
13	65,20	63,0	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, 2018.

4.3.1 Método Convencional de Teste Limite de Reservatório - MATLAB

Para este método, primeiramente, é preciso fazer o gráfico da pressão ao longo do tempo, sendo o gráfico semilog t versus p_{wf} . Isso pode ser visto na Figura 35.

Figura 35 – Gráfico semilog t versus p_{wf} - Método Convencional de Teste Limite de Reservatório.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

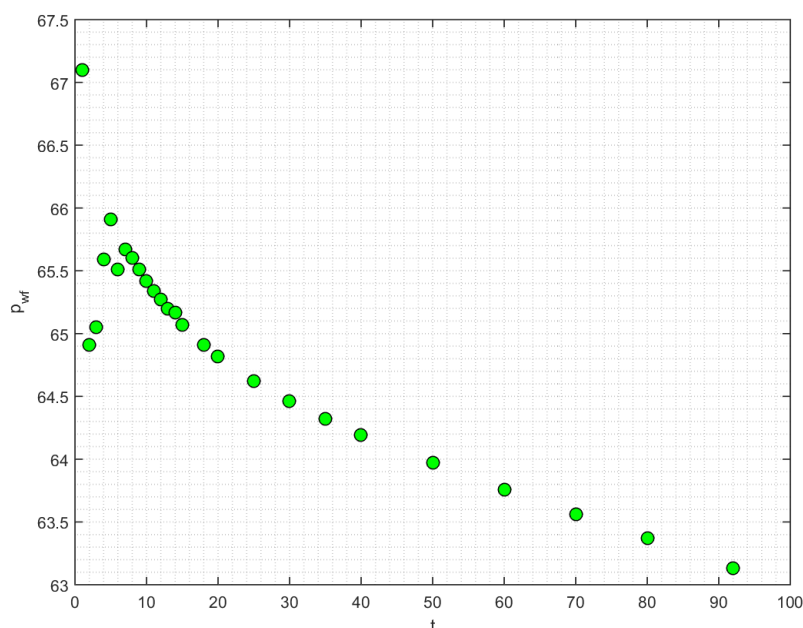
Com isso, é possível encontrar os coeficientes angular e linear da reta, para então calcular os parâmetros desejados. É importante notar na Figura 35 que os primeiros pontos estão sofrendo dispersão da reta por conta do coeficiente de estocagem, e os últimos estão entrando em fluxo de regime permanente (aqui serão usados apenas os pontos em regime transiente). Assim, $m = 1,9767$, e $b = 67,3908$.

Portanto, a permeabilidade pode ser estimada pela Equação (62), e apesar de a vazão ser variável como mostra a Tabela 7, os pontos considerados para encontrar m descartam a dispersão da vazão, logo o valor de vazão usada para estimar k é dado por $q = 63 \text{ m}^3 \text{ STD/D}$, sendo assim $k = 86,1155 \text{ md}$.

É possível ainda estimar o fator de película, encontrado pela Equação (63) (mesmo do método convencional), considerando $t = 1 \text{ h}$, então $s = 2,2552$. Além disso, a queda de pressão, calculada pela Equação (26), resulta em $\Delta p_s = 3,8722 \text{ kgf/cm}^2$.

Um diferencial deste método é que o mesmo permite estimar a geometria aproximada do reservatório. Para que isso seja possível, é preciso esboçar um novo gráfico de t versus p_{wf} , para verificar como se comporta a pressão ao longo do tempo. Este gráfico pode ser observado na Figura 36.

Figura 36 – Gráfico t versus p_{wf} - Método Convencional de Teste Limite de Reservatório.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

De acordo com a Figura 36, é possível notar que os primeiros pontos estão sofrendo influência dos efeitos de estocagem. Para se efetuar o cálculo do coeficiente angular (m^*) e linear (b^*) da curva, é preciso descartar estes pontos. Logo, $m^* = 0,0203$ e $b^* = 64,9876$. Finalmente, o fator de forma do reservatório é encontrado através da Equação (70), então $C_A = 32,3599$. Este valor pode ser aproximado, de acordo com Marques (2010), por um reservatório circular com poço no meio.

Dentro disso, com os valores dos parâmetros desejados calculados, é possível implementar os dados de tempo, pressão e vazão no PTA, afim de verificar se estão corretos, além de conferir se a forma do reservatório realmente se assemelha a um círculo com poço no meio.

4.3.2 Implementação do Estudo de Caso 3 - PTA

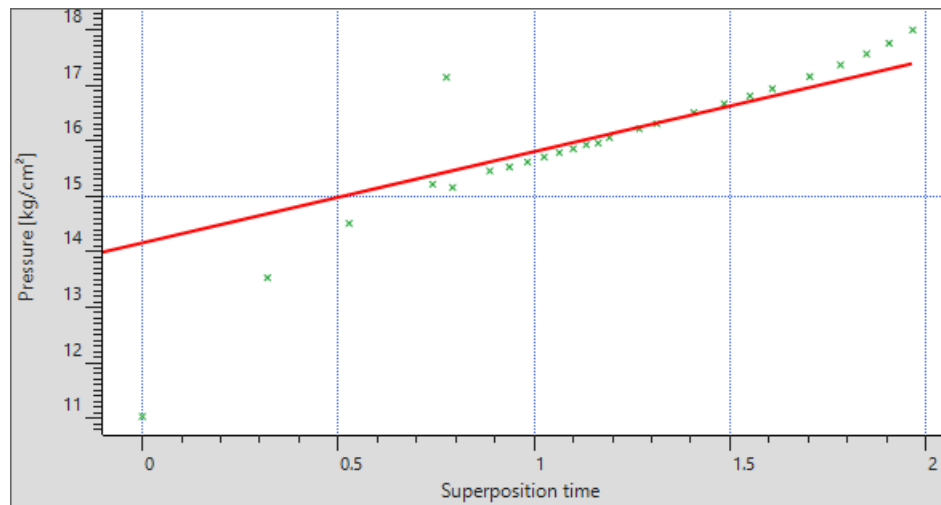
Fazendo a inserção dos dados de pressão e vazão ao longo do tempo, juntamente com os dados de poço e reservatório, é possível então realizar as simulações destes dados no PTA.

Vale lembrar que diferentemente dos métodos implementados anteriormente, o método convencional de Teste Limite de Reservatório tem papel importante para descobrir a forma do reservatório (como indicado na implementação do MATLAB). Neste caso, a ferramenta *numerical tools* do PTA será fundamental para verificar este fator.

Para início do estudo, se faz necessária uma simulação inicial para verificar como se comportam os dados simulados em relação aos dados reais. A Figura 37 mostra o gráfico semilog

da simulação inicial.

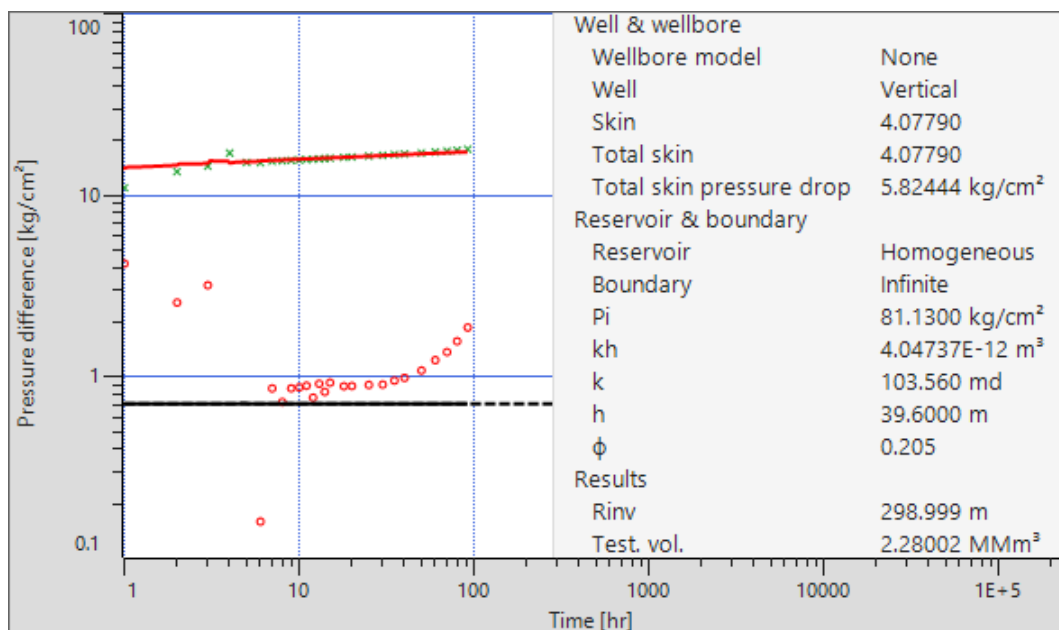
Figura 37 – Gráfico semilog da primeira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Conforme a Figura 37, a primeira simulação apresentou-se relativamente bem, coincidindo os pontos reais com a curva simulada relativos ao regime transiente. Já pela Figura 38, a curva 2 (preta) simulada está fora do real comportamento dos dados, apesar de a curva 1 (vermelha) estar bastante similar. É preciso portanto, ajustar os valores de k e s para que as duas curvas apresentem um bom resultado simultaneamente.

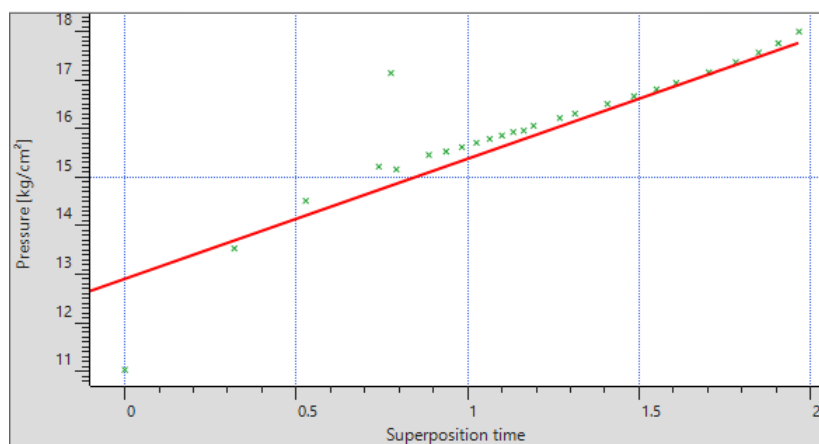
Figura 38 – Gráfico loglog da primeira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Na segunda simulação, o gráfico semilog pode ser visto na Figura 39. Houve melhoria na simulação, sendo que esta apresentou-se abrangendo um maior número de pontos reais condizentes.

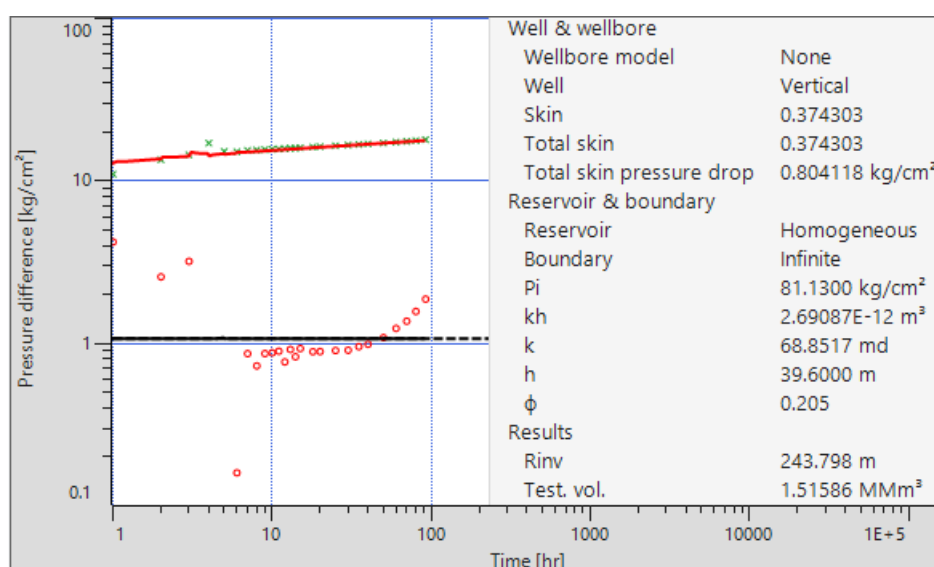
Figura 39 – Gráfico semilog da segunda simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Por sua vez, a Figura 40 indica que os dados da curva 2 simulados já estão mais próximos da realidade. Portanto, conclui-se que os dados de permeabilidade e de fator de película certamente estão entre $68,8517 < k < 103,56$ md e $0,374303 < s < 4,0779$, haja vista as diferentes inclinações das curvas nas simulações 1 e 2.

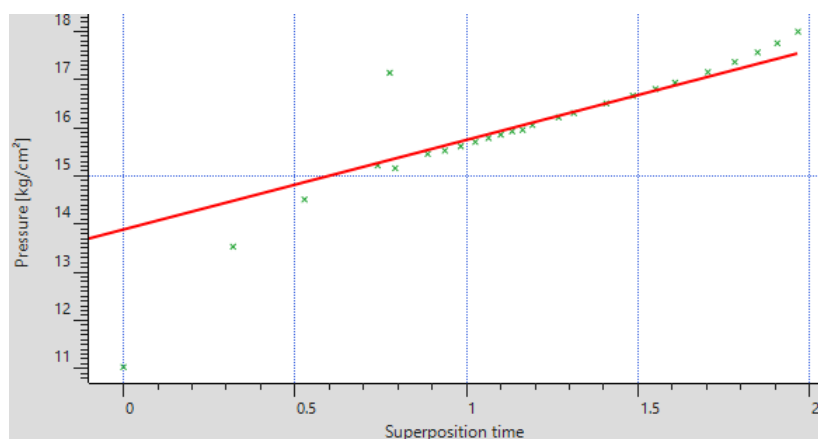
Figura 40 – Gráfico loglog da segunda simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Com o intervalo de trabalho dos parâmetros desejados estabelecidos, uma terceira simulação irá se apresentar de maneira mais acurada no comparativo do comportamento dos dados reais. A Figura 41 mostra o gráfico semilog da terceira simulação.

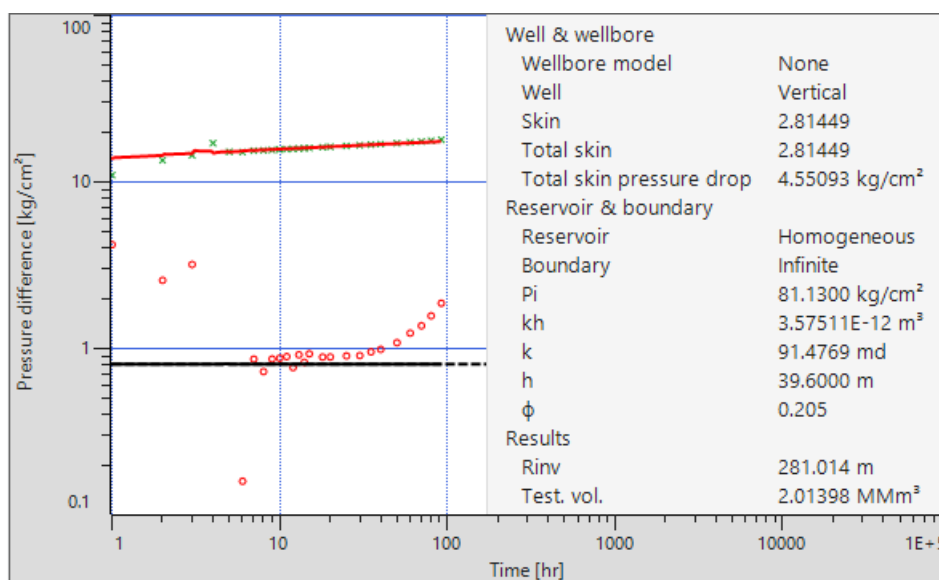
Figura 41 – Gráfico semilog da terceira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A inclinação da reta simulada agora apresenta-se bastante aproximada de como se comportam os dados realmente. Pode-se constatar que houve proximidade do fator de película com o seu real valor, bem como de permeabilidade. A Figura 42 mostra que os dados simulados estão bastante próximos da realidade, mas ainda é preciso uma outra simulação para finalizar a análise.

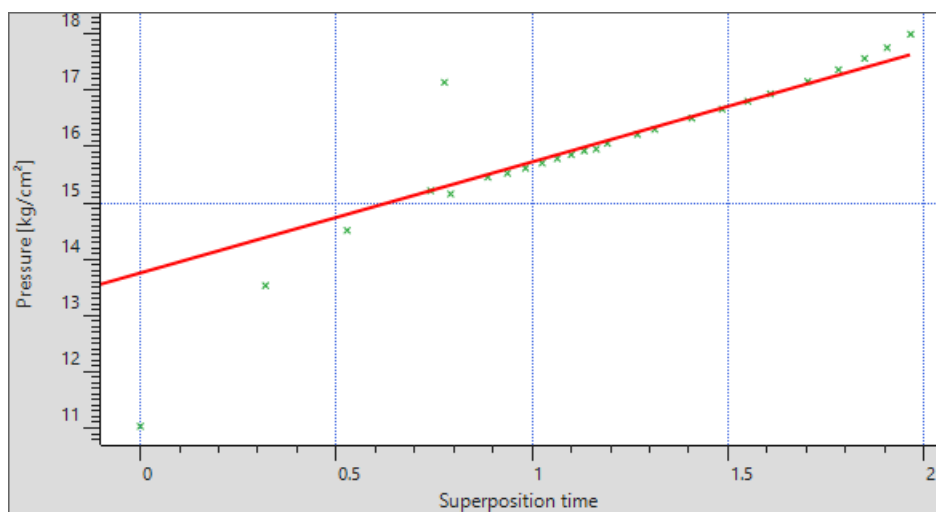
Figura 42 – Gráfico loglog da terceira simulação do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Por fim, a simulação final realizada no PTA permite verificar a concordância com os dados reais. De acordo com a Figura 43, é possível notar o desempenho da última simulação pelo gráfico semilog.

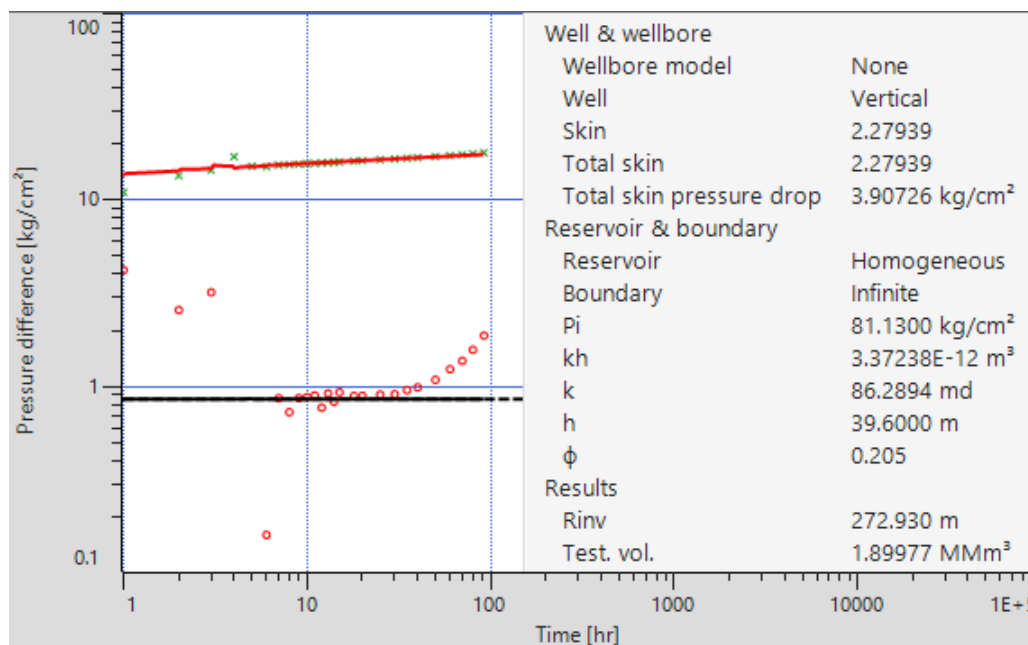
Figura 43 – Gráfico semilog da simulação final do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Como os dados reais não se apresentam de forma linear, da Figura 43, a reta simulada apresentou-se de acordo com a maior tendência dos dados. Já na Figura 44, o gráfico loglog mostra o comportamento desta simulação, além dos valores dos parâmetros finais encontrados.

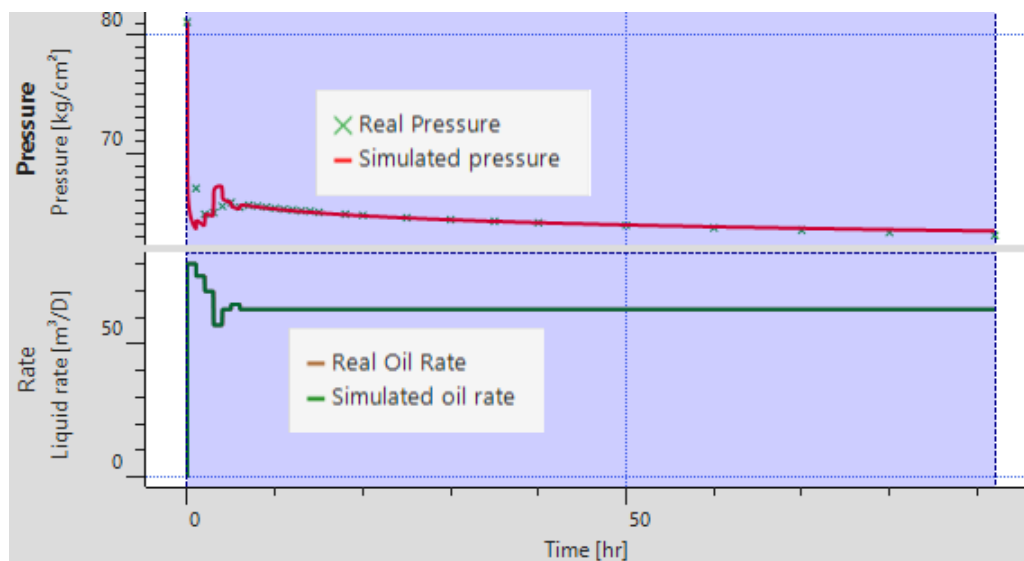
Figura 44 – Gráfico loglog da simulação final do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O histórico de produção simulado pode ser visto na Figura 45. Como o comportamento das simulações apresentaram-se de forma muito semelhante em relação ao histórico de produção de pressão e vazão ao longo do tempo, optou-se por apresentar apenas a figura da última simulação.

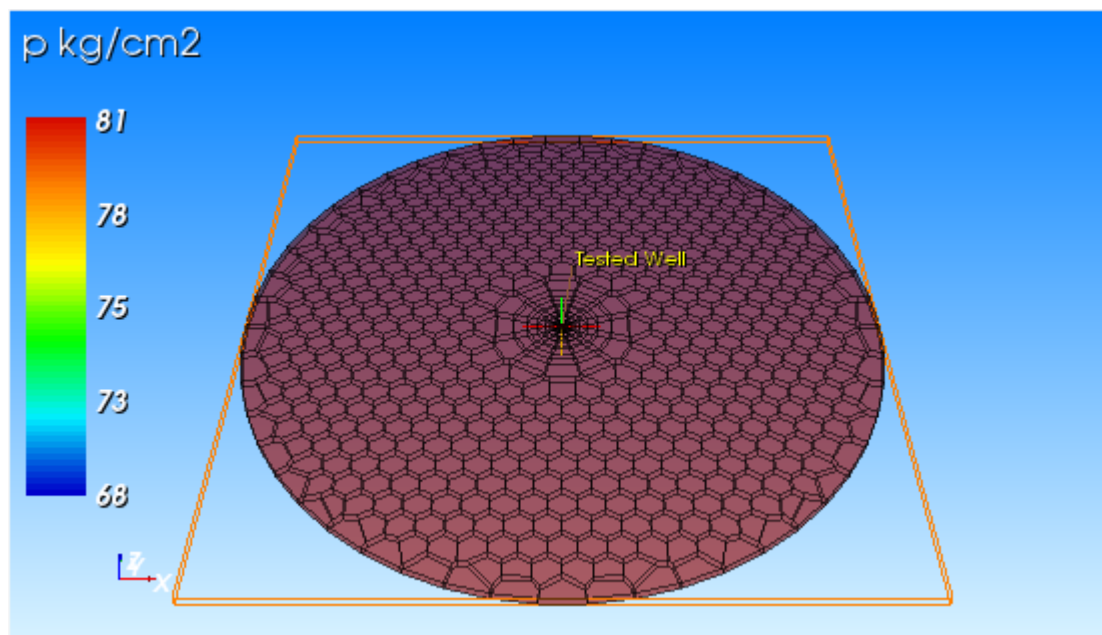
Figura 45 – Histórico de produção simulado do Estudo de Caso 3 - PTA.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O método convencional de Teste Limite de Reservatório permite verificar a forma do reservatório, conforme foi visto na implementação do método no MATLAB. Portanto, ao realizar a simulação dos dados considerados nesta análise no PTA, gerou-se uma figura 3D da geometria do reservatório com o uso da Ferramenta Numérica do *software*, que pode ser vista na Figura 46.

Figura 46 – Apresentação 3D da geometria do reservatório.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para melhor comparativo das quatro simulações realizadas, no apêndice C encontram-se os gráficos semilog e loglog dispostos em forma sequencial em relação as simulações.

Com isso, os valores dos parâmetros encontrados na implementação deste método foram de permeabilidade $k = 86,2894 \text{ md}$ com erro de 0,20%, fator de película $s = 2,27939$ com erro de 1,06%, e queda de pressão $\Delta p_s = 3,90726 \text{ kgf/cm}^2$ com erro de 0,9%.

Os erros encontrados de todos os parâmetros podem ser considerados desprezíveis, haja vista que em termos estatísticos os valores são bastante baixos. Quanto às propriedades físicas, os valores discrepantes não têm influência no sistema poço-reservatório.

Na implementação do MATLAB o fator de forma do reservatório calculado foi de $C_A = 32,3599$, que pode ser considerado como um reservatório circular com poço no meio. Foi exatamente o que a implementação do método no PTA apresentou na Figura 46.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A avaliação de formações tem papel extremamente importante na indústria do Petróleo, e os testes de fluxo tem uma participação chave na contribuição da extração dos parâmetros do sistema poço-reservatório. Através da implementação dos métodos abordados neste trabalho, pôde-se entender a diferença existente entre cada um e constatar suas efetividades nas simulações.

Através da comparação das simulações realizadas no MATLAB e no PTA, foi possível verificar diferentes maneiras de abordagem dos métodos, e como os parâmetros desejados podem ser estimados. A revolução nos testes de poços causada pela formulação do método das derivadas de Bourdet foi imprescindível para o surgimento de novos meios de descoberta dos parâmetros.

Com a revisão bibliográfica, foi possível assimilar as diferentes tipos de molagens da EDH, e principalmente a molagem que atribui os efeitos de estocagem e fator de película, pois foram abordadas de modo geral em todas as implementações efetuadas aqui.

As simulações no PTA foram extremamente importantes para compreensão do funcionamento de um *software* muito presente nas maiores empresas de Petróleo no mundo. A comparação feita com o MATLAB serviu para verificar que, em praticamente todos os parâmetros calculados, os resultados obtidos estão em concordância.

As situações que acabaram saindo fora da tendência dos valores reais, ocorreram por conta de erros visuais, como por exemplo nos métodos de Curvas-Tipo de Ramey & Agarwal e de Gringarten & Bourdet, pois exigem obtenção de alguns dados de forma muito subjetiva.

Outro motivo que causou erros circunstanciais é que o *software* PTA usa regressão não-linear, além das derivadas de Bourdet para fazer os ajustes das curvas simuladas, e isso acaba contribuindo para a discrepância dos parâmetros, haja vista que cada método tem sua especificidade.

A implementação dos métodos no MATLAB, além de outros aspectos, foram importantes para guiarem as simulações através do PTA como um todo. Através das estimativas dos métodos implementados no MATLAB e obtendo os resultados dos parâmetros, foi possível ter um norte quando se fez necessário variar os valor de k , s e C , sabendo que as variações nestes parâmetros não poderiam se distanciar demais dos valores encontrados no MATLAB.

Para trabalhos futuros sugere-se a continuação deste estudo abrangendo também teste de crescimento de pressão, testes para poços de gás, considerando fluxo não-Darciano. Como também a implementação dos métodos considerando poços horizontais, e até mesmo a implementação de mais poços para verificar como a formação se comporta em suas redondezas. Além disso, a inserção de falhas no reservatório poderia demonstrar como se comportaria a pressão ao longo do tempo com esta nova característica.

Ainda nesta abordagem de métodos convencionais e de ajuste de curva-tipo, um estudo mais avançado poderia ser dado para a análise de dados para poços hidráulica e naturalmente fraturados.

Outro campo de estudo mais recente para análise de dados de testes de poços é a

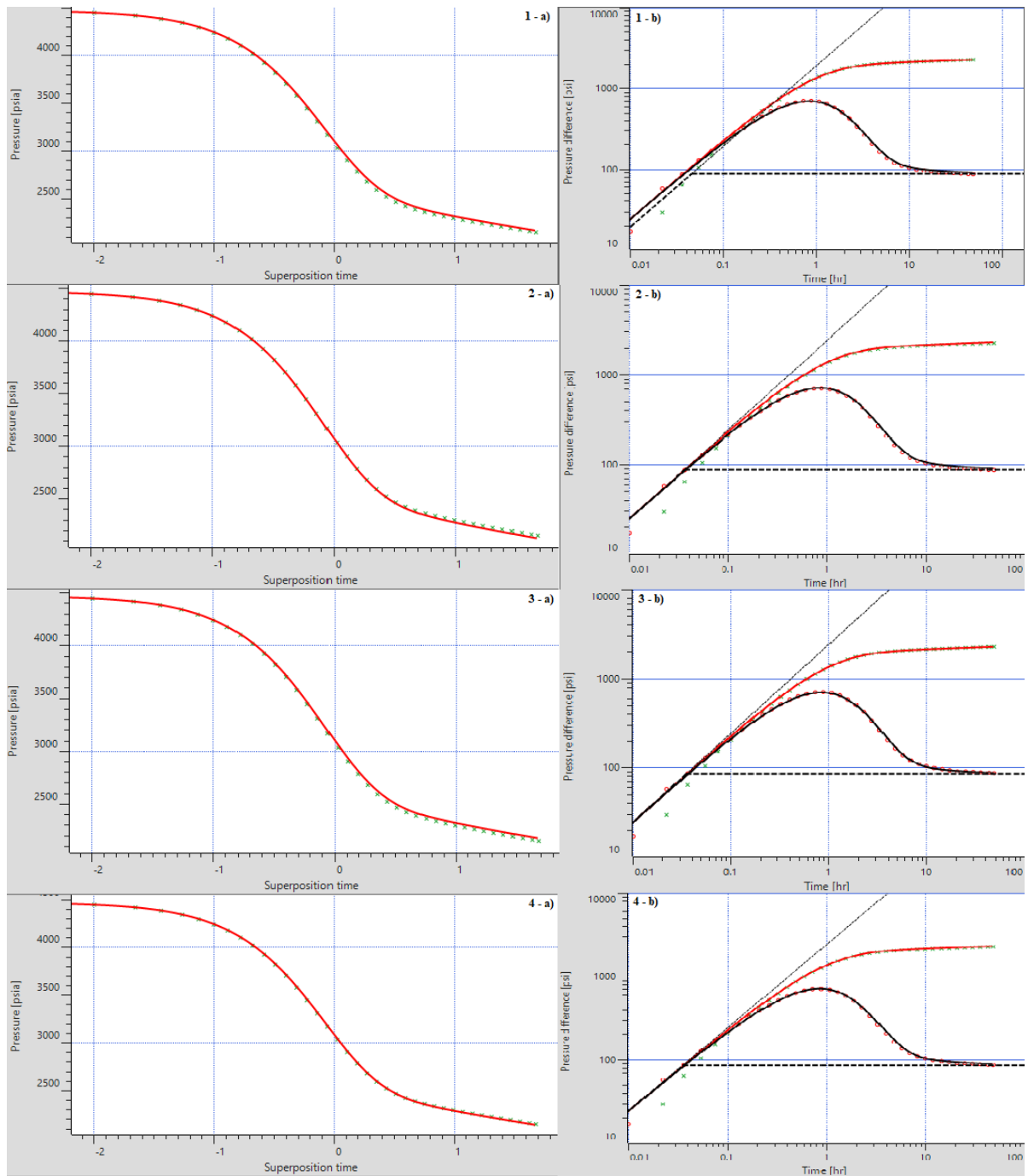
ferramenta de Deconvolução, que é uma outra abordagem. Nesta abordagem é importante observar que não é um novo método de interpretação ou um substituto para os métodos convencionais e de ajuste de curva-tipos. A Deconvolução é um processo que é usado para converter dados de pressão a fluxo variável em dados de pressão a fluxo constante, fornecendo assim mais dados de pressão para a determinação de um método de interpretação. A Deconvolução vem ganhando ampla aplicação, especialmente em dados de testes de poços extensos coletados por medidores permanentes no fundo de poço, instalados em poços de águas profundas e também em poços onde o monitoramento de pressão constante é desejado.

REFERÊNCIAS

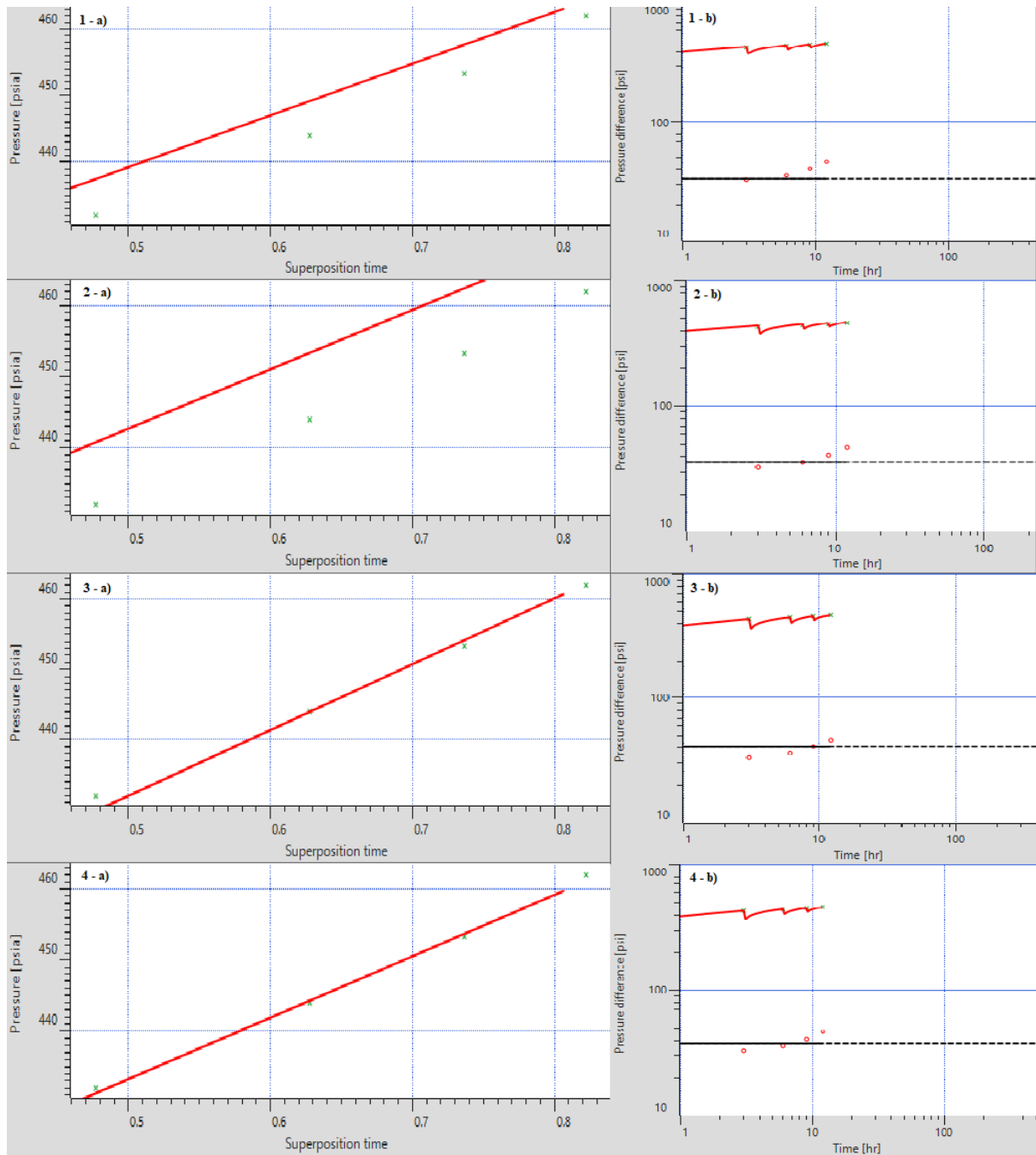
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Teste de Poço**. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/orientacoes-aos-concessionarios/teste-de-poco>>. Acesso em: 04 de agosto de 2018.
- EZEKWE, N. **Petroleum Reservoir Engineering Practice**. Boston, MA, USA: Pearson Education, Inc., set. 2010. 700 p.
- GARUZZI, R. P.; ROMERO, O. J. Abordagem analítica e computacional do teste *drawdown*. **Latin American Journal of Energy Research**, [S.l.], v. 1, n. 1, p. 39-45, jun. 2014. ISSN 2358-2286. Disponível em: <<http://periodicos.ufes.br/lajer/article/view/7811/5613>>. Acesso em: 04 ago. 2018. doi:<https://doi.org/10.21712/lajer.2014.v1.n1.p39-45>.
- GRINGARTEN, A. C. **From Straight Lines to Deconvolution**: the Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis. Artigo SPE 102079, apresentado no SPE Annual Technical Conference and Exhibition, realizado em San Antonio, Texas, set. 2006.
- JELMERT, T. A. **Introductory Well Testing**. 2013. Disponível em: <https://home.czu.cz/storage/52485_introductory-well-testing.pdf>. Acesso em: 10 agosto de 2018.
- KAPPA ENGINEERING. **Pressure Transient Analysis - PTA**. 2018. Disponível em: <<https://www.kappaeng.com/software/saphir/overview>>. Acesso em: 15 de setembro de 2018.
- MARQUES, J. B. D. **Análise de Testes de Poços**. Salvador, Bahia: PETROBRAS/Universidade Corporativa, 2010.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 808 p.
- SPELSON, Hans Lima. **Formulação e Implementação do Algoritmo de Deconvolução em Interpretação de Testes de Formação**. Trabalho de Conclusão de Curso. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ/Escola Politécnica, 2015.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 271 p.
- YASIN, I. B. E. **Pressure Transient Analysis Using Generated Well Test Data from Simulation of Selected Wells in Norne Field**. Master Thesis. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology, mai. 2012.

APÊNDICES

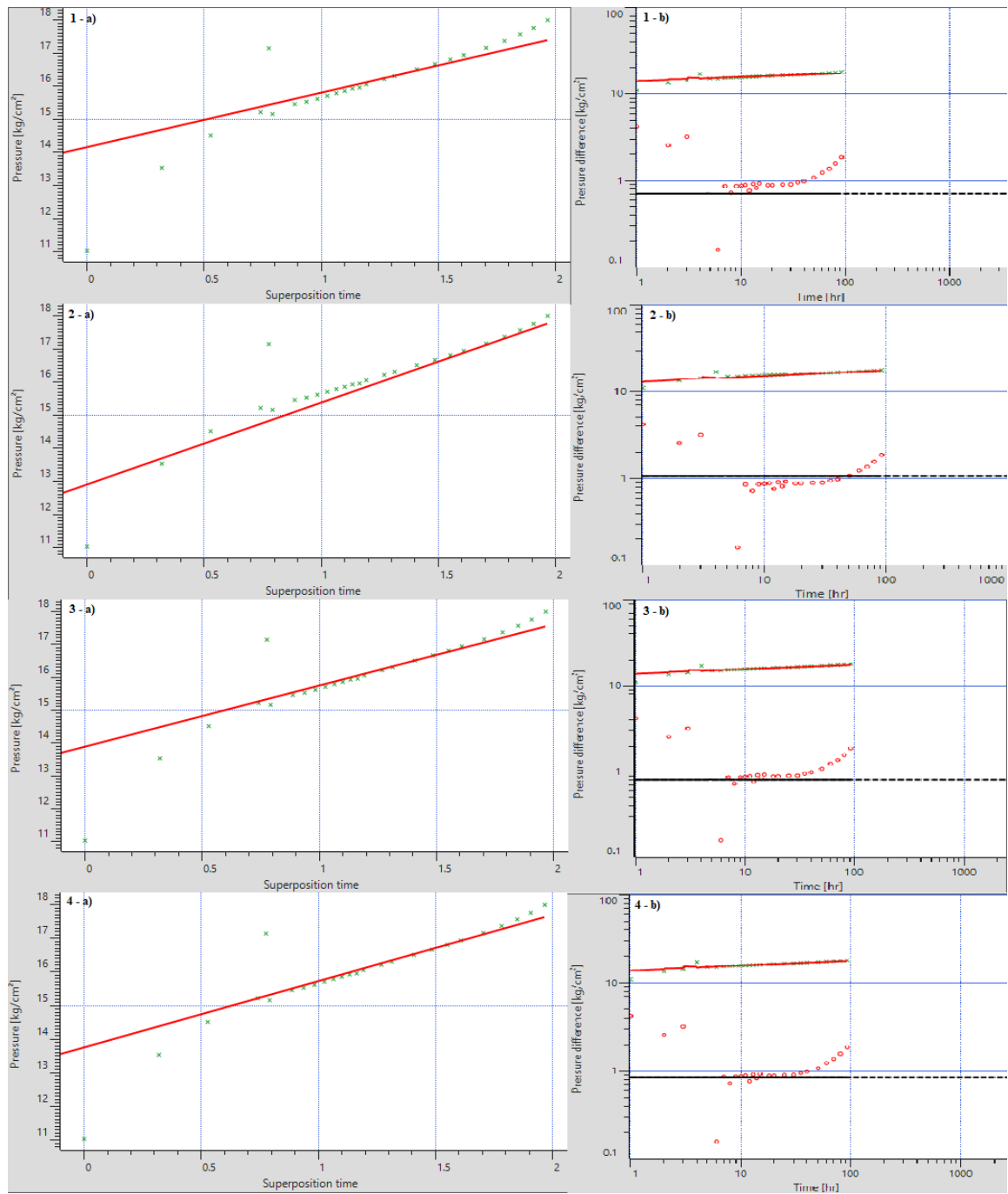
APÊNDICE A – SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 1 - PTA



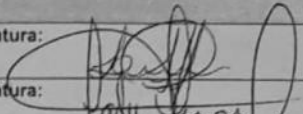
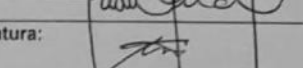
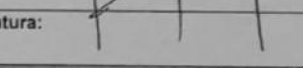
APÊNDICE B – SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 2 - PTA



APÊNDICE C – SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO 3 - PTA



ANEXO II

ATA DE DEFESA DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO			
Acadêmico(a):	Maicon Vinicius Ritter Deggeroni		
Data:	19 de Novembro de 2018		
Título:	TESTES DE POÇOS: COMPARAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS MÉTODOS DE TESTES DE FLUXO POR MEIO DE SOFTWARES		
COMPOSIÇÃO DA BANCA			
Presidente:	Lindaura Maria Steffens	Assinatura:	
Membro 1:	Carlos Eduardo Metzler de Andrade	Assinatura:	
Membro 2:	Daniel Fabian Bettú	Assinatura:	
Suplente:	Luciano Caletti	Assinatura:	
OBSERVAÇÕES			
A banca considerou o trabalho como de referência para Trabalho de Conclusão do curso de Engenharia de Petróleo.			
NOTAS			
10,0 (Dez)	10,0 (Dez)	10,0 (Dez)	
Nota do Trabalho Escrito (NT)	Nota da Apresentação Oral (NA)	Média Final (MF)	Média Final com Exame (MFE)