

Abordagem analítica e computacional do teste *drawdown*

Ricardo Pessoti Garuzzi, Oldrich Joel Romero*

Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES campus São Mateus, Rodovia BR 101 Norte, km 60, Litorâneo, CEP 29.932-540, São Mateus, ES, Brasil

*Autor para correspondência

Endereço eletrônico: ricardopessoti@gmail.com (Garuzzi, R. P.), oldrich.romero@ufes.br (Romero, O. J.)

Testes de pressão em poços de petróleo refere-se a uma técnica que visa determinar parâmetros do sistema poço/reservatório através da medição da pressão no fundo do poço e do fluxo em superfície. Os parâmetros a serem calculados/estimados são diversos, para exemplificar cita-se pressão inicial do reservatório, potencial de produção, permeabilidade, dano de formação, dentre outros. Quanto aos testes mais conhecidos tem-se o drawdown, build-up, flow-after flow, entre outros. A técnica é fundamentada na solução transiente da equação da difusividade em meios porosos. Desta forma procedimentos analíticos foram muito utilizados no passado recente, e ainda são, entretanto estão sendo aprimorados mediante desenvolvimento de softwares específicos que estão no centro da moderna metodologia e são, naturalmente, o caminho padrão de evolução. Nesse contexto, o objetivo principal desse trabalho é a comparação dos resultados obtidos utilizando o software F.A.S.T. WellTestTM, com os obtidos pelo modelo analítico de Lee (1984). O software utiliza técnicas consagradas na literatura para interpretar e obter informações importantes da formação produtora, enquanto que o trabalho do Professor Lee é referência na área de teste de poços. Será aplicada o método da derivada da pressão de Bourdet na análise do teste drawdown determinando assim a permeabilidade e o fator de película do sistema poço/reservatório.

Palavras-chave: Teste de pressão. Drawdown. Solução da equação da difusividade. Permeabilidade. Fator de película.

1. Introdução

O gerenciamento e acompanhamento das jazidas de hidrocarbonetos dependem da obtenção periódica de dados confiáveis que permitam avaliar (qualitativamente e quantitativamente) o potencial de uma jazida petrolífera, ou seja, a sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas (óleo e gás). Uma das principais ferramentas para a coleta dessas informações são os testes de pressão em poços produtores de petróleo e gás (tradução livre de *well testing* ou *transient testing*), em um contexto mais amplo, os testes são também efetuados em poços injetores. Correlacionando os testes na indústria do petróleo, pode-se dizer que estes se inserem na interface entre a engenharia de poço, a engenharia de reservatório e a engenharia de exploração exigindo, portanto, conhecimentos amplos de cada uma destas áreas. Ainda, os trabalhos publicados nos meios científicos são escassos no Brasil, e não existe ainda literatura em língua portuguesa amadurecida que permita a aquisição destes conhecimentos.

Testar uma formação é permitir que ela produza livremente o fluido nela contido, medindo a pressão enfrente a formação produtora e a vazão de fluidos em superfície, para diversos instantes de tempo. Os testes de pressão permitem determinar parâmetros do reservatórios como permeabilidade, dano, pressão inicial do reservatório, dentre outros. É possível também analisar a potencialidade de uma formação, avaliar as reservas disponíveis de hidrocarbonetos e prever a produção dos fluidos existentes nos reservatórios. Somados aos sofisticados equipamentos de medição que foram desenvolvidos para realização de testes de poços sob diversas condições de operação. Todos esses estudos e equipamentos são necessários, por exemplo, na descoberta de novos campos, nas decisões sobre investimento em que dependem fundamentalmente dos resultados da interpretação dos testes em poços pioneiros. O teste de formação é uma área de extrema importância, uma vez que, os resultados obtidos são definitivos em decisões de investimentos ou abandono de um campo.

Embora os elementos que permitem a utilização desta técnica tenham sido registrados há muito tempo, o conceito começou a ser fundamentado teoricamente apenas nas últimas quatro décadas. De

forma simplificada os testes envolvem uma sequência de quatro etapas, cada uma com seus próprios desafios e dificuldades: a) planejamento do teste, b) execução do teste (registro da pressão vazão em função do tempo), c) interpretação dos dados coletados e d) resultados, como pode ser observado pela sequência de etapas da Fig. 1. Existem empresas especializadas no planejamento e execução do teste, no entanto a interpretação, normalmente, é atribuição da empresa operadora do campo. A informação obtida com o teste, pode resultar na continuidade do desenvolvimento do campo ou seu abandono, conforme já mencionado.



Figura 1: Processo simplificado das etapas de um teste de poço.

Desde uma perspectiva matemática, testes de pressão refere-se a solução de um problema inverso uma vez que as perturbações, mediante a abertura ou fechamento do poço são conhecidas, e pretende-se descobrir quais são os parâmetros do sistema que originam a alteração da pressão que também é conhecida.

O escoamento de fluidos em meios porosos para fluxo radial é governado pela equação da difusividade, Eq. (1), em unidades de campo.

$$\frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] = \frac{\phi \mu_o c_t}{0,0002637k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

em que p é a pressão, t o tempo, k a permeabilidade, ϕ a porosidade, μ_o a viscosidade, c_t a compressibilidade total e r o raio do reservatório. Nos trabalhos de Bourdet (2002), Ahmed e McKinney (2005) e Houzé, Viturat e Fjaere (2008) é possível encontrar detalhes sobre o derivação da Eq. (1).

A aplicação dos testes de pressão em poços é fundamentada na utilização da solução transiente da equação da difusividade para a posição fixa no fundo do poço $r = r_w$, Eq. (1), que na forma logarítmica típica é representada pela Eq. (2) seguinte

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{162,6q\mu}{kh} \left[\log(t) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) - 3,228 + 0,8686s \right] \quad (2)$$

em que $p_{wf}(t)$ é a pressão em fundo de poço em função do tempo, p_i é a pressão inicial do reservatório, q é a vazão de produção, r_w é o raio do poço e s é o fator de película da formação. Essa solução será utilizada na metodologia. A obtenção desta solução não é trivial, aos interessados em se aprofundar no entendimento sugere-se consulta ao livro do Professor Lee (1984).

Como alguns conceitos importantes da área de testes de pressão em poços não são muito conhecidos, estes são apresentados a continuação de forma resumida, para maiores detalhes consultar Garuzzi e Romero (2013):

Drawdown. O poço é aberto para produzir a uma taxa de vazão constante (não nula) causando uma queda na pressão no reservatório no tempo. A análise dessa queda na pressão consiste em uma série de medições de pressão realizadas no fundo do poço. Os objetivos fundamentais do teste *drawdown* de pressão são obter a permeabilidade média da rocha reservatório dentro da área de drenagem do poço, e para avaliar o grau de dano induzido na vizinhança do poço através da perfuração e das práticas de completação. Outros objetivos são para determinar o volume de poros e para detectar a heterogeneidade do reservatório dentro da área de drenagem do poço (AHMED e MCKINNEY, 2005).

Build-up. O poço é fechado (*shut in*) com uma taxa de vazão nula causando um aumento na pressão do reservatório no tempo. Um dos principais objetivos dessa análise é determinar a pressão estática do reservatório, sem esperar semanas ou meses para que a pressão no reservatório inteiro se estabilize. Isso pode ser feito porque o aumento da pressão do poço geralmente seguirá uma tendência definida. Outros objetivos são determinar a permeabilidade efetiva do reservatório, a

extensão dos danos na permeabilidade ao redor do poço e os limites do reservatório (AHMED e MCKINNEY, 2005).

Coefficiente de estocagem. Considerando o início da produção do poço (medida em superfície), em primeiro lugar serão produzidos os fluidos contidos no próprio poço e em suas cavidades. Esta produção é caracterizada por uma expansão de petróleo e gás no poço. Esta característica de regime de fluxo é o chamado efeito puro de estocagem do poço, durando de alguns segundos a alguns minutos. Em seguida, a produção do reservatório começa e a taxa de fundo de poço é aumentada até que se torne a mesma que a taxa de superfície. Quando esta condição é atingida, a estocagem do poço não tem nenhum efeito sobre a resposta da pressão de fundo de poço, os dados descrevem o comportamento do reservatório e podem ser utilizados para uma análise transiente (BOURDET, 2002).

Curvas tipo. A técnica representa a solução da equação da difusividade utilizando combinações da pressão adimensional, tempo adimensional, raio adimensional e o fator de película. Esse método é baseado no ajuste dos dados do teste, as denominadas curvas tipo. No trabalho de Houzé, Viturat e Fjaere (2008) são apresentados os detalhes desta técnica.

Derivada da pressão. As análises das derivadas são utilizadas para identificar todos os regimes de escoamento presentes nos dados de transiente de pressão e para estimar valores para os parâmetros (por exemplo, permeabilidade e fator de película total) que podem ser determinados através da análise de cada um destes regimes de escoamento. Linhas de análises de diagnóstico são combinadas em várias regiões das resposta de derivada, e vários parâmetros são calculados com base no tipo de análise e posição da linha. O método de Bourdet para a estimativa numérica da derivada da pressão é um dos mais utilizados e difundidos (BOURDET, 2002).

Neste trabalho objetiva-se apresentar as técnicas analítica e computacional, assim como seu desempenho, na determinação da permeabilidade da formação e do fator de película obtidas mediante o teste *drawdown*.

2. Metodologia

Este trabalho utiliza os trinta pares de dados de leituras de pressão no fundo do poço para diversos instantes de tempo apresentados por Lee (1984) durante um teste de *drawdown* segundo Tabela 1. O teste é realizado em um reservatório portador de óleo produzindo através de um poço produtor com uma vazão constante e fluxo radial.

Tabela 1: Dados do teste de *drawdown* (LEE, 1984).

Tempo, h	Pressão, psi(a)	... Tempo, h	... Pressão, psi(a)
1,12	3.812	43	3.537
1,94	3.699	51,5	3.532
2,79	3.653	61,8	3.526
4,01	3.636	74,2	3.521
4,82	3.616	89,1	3.515
5,78	3.607	107	3.509
6,94	3.600	128	3.503
8,32	3.593	154	3.497
9,99	3.586	185	3.490
14,4	3.573	222	3.481
17,3	3.567	266	3.472
20,7	3.561	319	3.460
24,9	3.555	383	3.446
29,8	3.549	460	3.429
35,8	3.544	---	---

Além da Tabela 1, diversas informações estão disponíveis, tais como propriedades do reservatório são: porosidade $\phi = 3,9\%$, raio do poço $r_w = 0,198$ ft, compressibilidade total $c_t = 17 \times 10^{-6}$ psi(a) $^{-1}$ e espessura do reservatório $h = 69$ ft. Quanto às propriedades do óleo cita-se: fator volume formação do óleo $B_o = 1,136$ RB/STB e a viscosidade do óleo $\mu_o = 0,8$ cP. Os parâmetros de produção são: pressão do inicial do reservatório $p_i = 4.412$ psi(a) e a vazão de produção de óleo $q_o = 250$ STB/d.

2.1 Método analítico

A Eq. (2) é representada em um gráfico semi-log de pressão versus tempo tal como mostrada na Fig. 2, a qual permite determinar o início e o fim de etapas importantes do teste. Primeiro é determinado quando os efeitos de estocagem do poço deixam de influenciar nos resultados. Isto ocorre em cerca de 12 horas. Não existe informação sobre a localização das fronteiras do reservatório, portanto, foi assumido que os efeitos de fronteira se iniciam quando a curva se desvia da linha reta estabelecida, que acontece em aproximadamente 150 horas. Assim a fluxo radial começa em 12 horas ($p_{wf}(h = 12 \text{ horas}) = 3.652$ psia) e termina por volta de 150 horas ($p_{wf}(h = 150 \text{ horas}) = 3.582$ psia). A inclinação da reta é 70 psia/ciclo. Utilizando a Eq. (2) tem-se que a permeabilidade pode ser determinada de forma simples, como segue

$$k = 162,6 \frac{q_o B_o \mu_o}{mh} = 7,65 \text{ mD} \tag{3}$$

O fator de película s é calculado para uma pressão $p_{wf}(h = 1 \text{ hora}) = 3.652$ psi(a), e utilizando os dados do problema e também a solução transiente Eq. (2) da equação da difusividade, tem-se

$$s = 1,151 \left[\frac{p_i - p_{wf}(h = 1 \text{ hora})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] = 6,37 \tag{4}$$

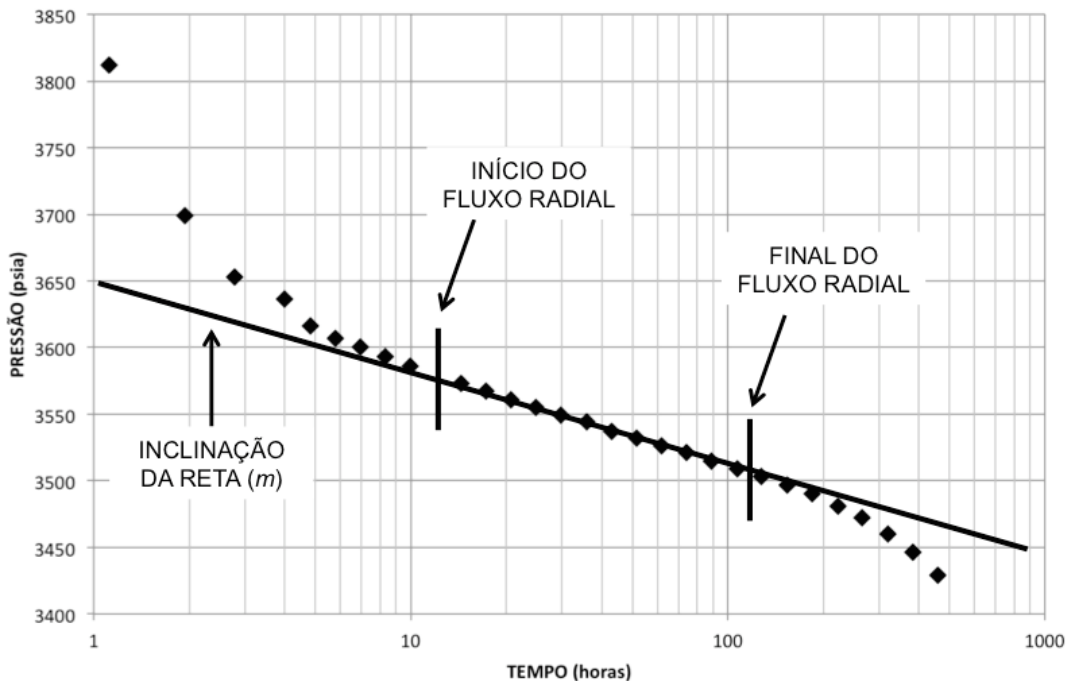


Figura 2: Pressão pelo log do tempo. Adaptado de Lee (1984).

Assim, a rocha reservatório apresenta um valor de permeabilidade representativa da área drenada, e o fator de película total é positivo, indicando que a formação está danificada.

2.2 Método computacional

Na metodologia de análise computacional o principal diagnóstico é obtido mediante a utilização de gráficos da pressão de fundo de poço e da derivada de Bourdet desta pressão, em escala log-log. Para esta análise foi utilizado o *software* comercial F.A.S.T. WellTest™ e as quatro etapas principais desta abordagem, e com este aplicativo, são descritas a continuação.

Informações iniciais. As primeiras informações necessárias para definir o processo de interpretação são: identificar o tipo de teste (produção, injeção) e o tipo de fluido (para determinar a função da pressão a ser utilizada). Dados adicionais são também necessários para simulação: porosidade, espessura vertical do reservatório, raio do poço, entre outros. Para um reservatório com um fluido moderadamente compressível, apenas algumas propriedades PVT, supostamente constantes, são necessárias: fator volume formação, viscosidade, e compressibilidade total do sistema. Para um reservatório portador de gás seco, tanto a viscosidade quanto a compressibilidade independem da pressão, se mostrando necessário a utilização das funções de pseudo-pressão e pseudo-tempo.

Entrada de dados. Os dados de pressão e vazão com o tempo, do teste propriamente dito, tal como o representado pela [Tabela 1](#), podem ser alimentados manualmente ou mediante uma planilha. No entanto, os dados também podem ser lidos em tempo real direto dos sistemas de aquisição das empresas de serviços durante o teste. Alguns anos atrás, a elevada quantidade de dados representava um problema devido a limitação de memória disponível, isto obrigava a restringir o tamanho dos dados declarados e no tempo de simulação. Essas limitações praticamente não existem atualmente, podendo trabalhar com um grande volume de dados adquiridos durante um teste.

Processamento dos dados. Os dados do teste podem ser resultado de um pós-processamento cuidadoso realizado pela empresa que fez a aquisição desses dados, nesse caso pouca ou nenhuma edição será necessária. Entretanto, em algumas situações o conjunto de dados não estão sincronizado, isto ocorre principalmente quando o instante em que é efetuada a leitura da pressão no fundo do poço pode não corresponder com o instante de tempo em que a vazão em superfície é registrada.

Diagnóstico. Uma vez que os dados foram alimentados, a análise mediante o WellTest será iniciada. Esta etapa se concentra em um ou vários períodos de fluxo, em que serão utilizados diagnósticos apropriados. Podendo ser para poço vertical parcialmente ou totalmente completado, poço horizontal entre outros.

Nesse estudo foram utilizadas inicialmente as informações das propriedades do reservatório, do óleo, parâmetros de produção e os dados de pressão pelo tempo, conforme já mencionado.

A [Fig. 3](#) representa um gráfico da pressão de fluxo de fundo de poço $p_{wf}(t)$, representados pelos círculos azuis e vazão de óleo em superfície, representada através da reta horizontal verde, ambas medidas no tempo. Esta figura é apenas um processamento dos dados da [Tabela 1](#). Para manter uma produção constante de óleo igual a 250 STB/d, a diferencial de pressão no reservatório, ou *drawdown*, $\Delta p_{res} = p_i - p_{wf}(t)$ deve aumentar com o tempo uma vez que o período é inicial e por tanto transiente. Nestas condições, e como a pressão inicial do reservatório é constante, a pressão no fundo do poço deve diminuir. A [Fig. 3](#) mostra isso, uma diminuição acentuada da pressão medida no fundo do poço logo no início tendendo a se estabilizar na medida que o tempo de produção avança.

Foi realizado um diagnóstico *drawdown* para o poço vertical, completado ao longo do reservatório produzindo através de um escoamento radial representado na [Fig. 4](#). Nesta figura são apresentadas duas curvas, a variação da pressão dividido pela vazão do óleo ($\Delta p/q$), e a derivada de Bourdet da variação pressão (*Derivative*). No eixo horizontal tem-se a o tempo Δt . Como pode ser constatado na figura, a derivada permite identificar mudanças que somente com a curva da pressão não seria possível de visualizar. Esta foi a grande contribuição deixada por Bourdet (2002) para a análise de dados dos testes.

A análise é realizada através do posicionamento de uma linha horizontal (por ser um fluxo radial) de cor preta na derivada de Bourdet da pressão (representada pelos quadrados cheios vermelhos), como pode ser visto na [Fig. 4](#). Essa linha pode ser posicionada pelo usuário permitindo sua movimentação tanto na horizontal quanto na vertical, com o objetivo principal de ser colocada no mesmo range que os dados

utilizados. A resposta da permeabilidade e do fator de película é mostrada de forma dinâmica pelo software. Com isso os valores obtidos são: permeabilidade $k = 7,5115$ mD e fator de película $s = 6,415$.

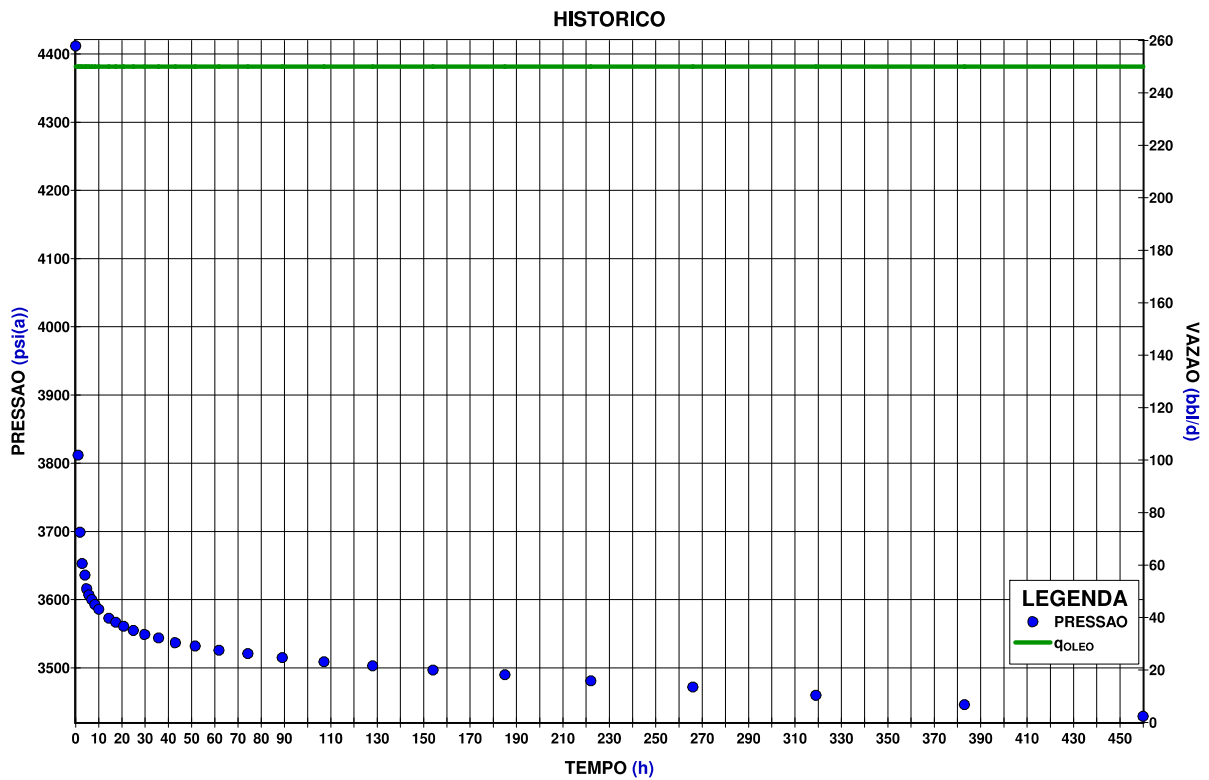


Figura 3: Apresentação gráfica da Tabela 1.

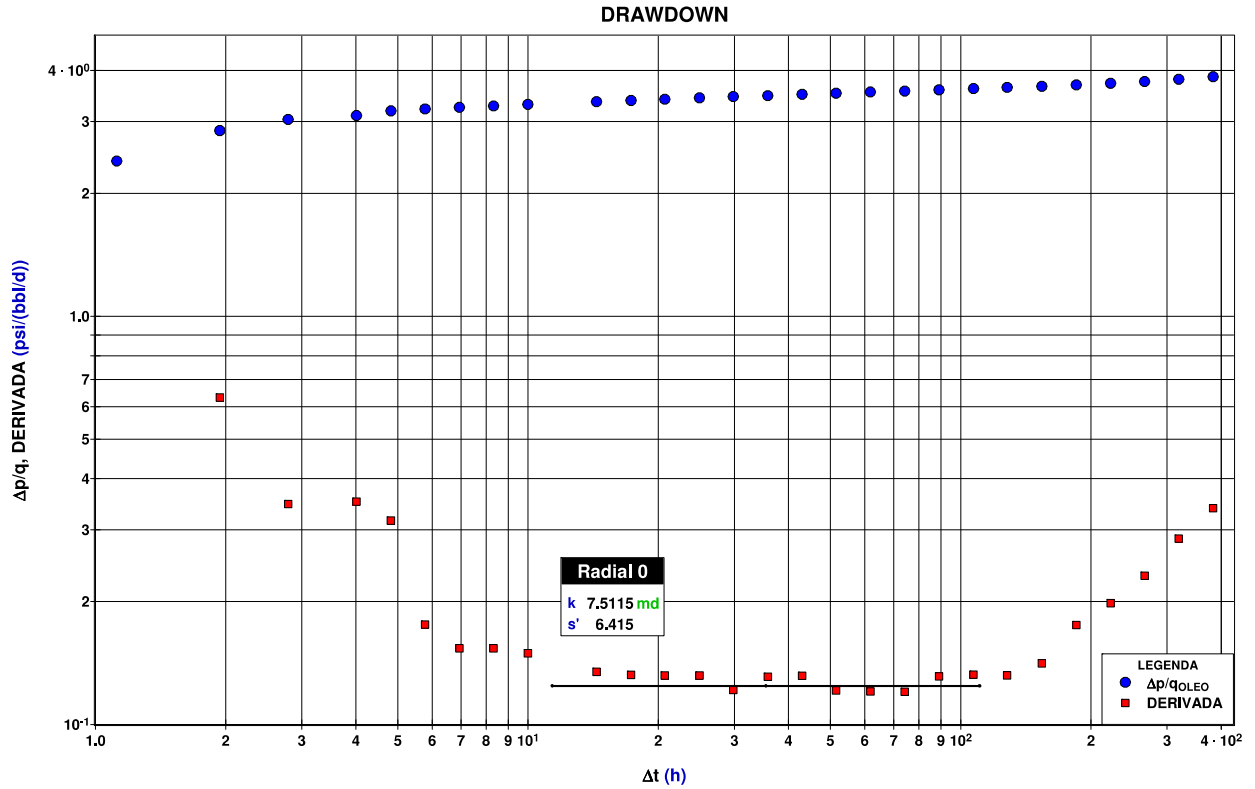


Figura 4: Diagnóstico do teste drawdown.

3. Discussão dos resultados

O objetivo deste trabalho foi apresentar e comparar dois métodos de cálculo, um analítico e outro computacional, para obter a permeabilidade e fator película total da formação. A [Tabela 2](#) compara os resultados obtidos pelos dois métodos.

Tabela 2: Comparação dos métodos analítico e computacional na determinação da permeabilidade e do fator de película.

Parâmetro	Método analítico	Método computacional	Erro
Permeabilidade k, mD	7,65	7,5115	1,84 %
Fator de película s	6,37	6,415	0,70 %

O erro é menor que 2 % entre os métodos quando o parâmetro analisado é a permeabilidade, e um erro menor que 1 % para o fator película. Uma vez que, devido a dificuldade experimental em se obterem esses valores, erros da ordem de 5 % são aceitáveis (DAVID, 1949).

Desse modo, o método computacional utilizado neste trabalho se mostrou válido e eficiente. O método computacional é preferível ao método analítico, embora este seja possível de ser realizado. Isso pela rapidez na determinação dos resultados e pela utilização de uma ferramenta bastante confiável, a derivada de Bourdet, em comparação ao diagnóstico gráfico, método log-log.

4. Considerações finais

A realização do estudo de testes de pressão utilizando o método computacional se mostrou uma ferramenta poderosa na descrição do reservatório. Uma das maiores dificuldades foi a escassa literatura bem como artigos científicos sobre o assunto.

Os resultados apresentados são importantes para a indústria do petróleo, uma vez que, com dados de permeabilidade e fator de película total, é possível estimar a capacidade de produção e a perda de energia do reservatório de maneira localizada.

Agradecimentos

Os autores agradecem à *Fekete Associates* pelo fornecimento da licença acadêmica do *software* FAST WellTest™. Professor Oldrich Joel Romero agradece à FAPES pelo suporte financeiro concedido.

Referências bibliográficas

- AHMED, T.; MCKINNEY, P. D. *Advanced Reservoir Engineering*. 1. ed. Massachusetts: Editora Elsevier, 2005.
- BOURDET, D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Methods*. 1. ed. Amsterdam: Editora Elsevier, 2002.
- DAVID, F. N. *Probability Theory for Statistical Methods*. Cambridge University Press, 1949.
- F.A.S.T. WellTest™ *Help Guide*. Fekete Associates, Inc®, 2014.
- GARUZZI, Ricardo Pessoti; ROMERO, Oldrich Joel. *Testes de pressão em reservatórios de gás*. 7º PDPETRO, 2013.
- HOUZÉ, O.; VITURAT, D.; FJAERE, O. S. *Dynamic Flow Analysis: The Theory and Practice of Pressure Transient and Production Analysis & The Use of data from Permanent Downhole Gauges*. v4.10.01 - October 2008, KAPPA.
- LEE, John. *Well Testing*. SPE Textbook Series vol. 1, 1984.