

## SIMULADOR NUMÉRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM PÓS-PROCESSAMENTO MEDIANTE A DERIVADA DE BOURDET

Isabela Silva Mantegazini <sup>(1)</sup> ([isabelasmantegazini@gmail.com](mailto:isabelasmantegazini@gmail.com)), Breno Eduardo Tavares Soares <sup>(2)</sup> ([brenoeduardots@gmail.com](mailto:brenoeduardots@gmail.com)), Wagner Queiroz Barros <sup>(3)</sup> ([wagnerqb@gmail.com](mailto:wagnerqb@gmail.com)), Fabio de Assis Ressel Pereira <sup>(4)</sup> ([fabio.a.pereira@ufes.br](mailto:fabio.a.pereira@ufes.br)), Oldrich Joel Romero <sup>(4)</sup> ([oldrich.romero@ufes.br](mailto:oldrich.romero@ufes.br))

<sup>(1)</sup> Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes); Discente do Programa de Pós-graduação em Energia; Brasil

<sup>(2)</sup> Aker BP ASA (AkerBP); Reservoir Geoscientist Intern; Noruega

<sup>(3)</sup> SLB; Scientific Computing Engineer; Inglaterra

<sup>(4)</sup> Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes); Professor do Programa de Pós-graduação em Energia; Brasil

**RESUMO:** A simulação de reservatórios é uma ferramenta essencial em processos de tomada de decisão na indústria do petróleo, auxiliando na definição da sua capacidade produtiva e seu tempo de vida. O método mais utilizado para se determinar tais parâmetros é o teste de poço, partindo da obtenção dos perfis de pressão no fundo do poço ao longo do tempo. Porém, esses perfis não são suficientemente capazes de fornecer os parâmetros desejados, sendo necessário esforço adicional de pós-processamento dos dados através das técnicas de interpretação, como a derivada de Bourdet, por exemplo. Em muitos casos, a aplicação de tal técnica pode se tornar uma tarefa complexa ou inviável, mesmo por meio de programas de computador, uma vez que estes requerem a compra de uma licença comercial a custo elevado. Este trabalho apresenta, atendendo o limite de páginas permitido, o desenvolvimento em ambiente acadêmico de um simulador numérico de reservatórios de petróleo, com código-fonte aberto. O simulador fornece, além de outras opções, o gráfico da derivada de Bourdet, que permite evidenciar características do escoamento no meio poroso que sem esse tipo de pós-processamento passariam despercebidas pelas formas tradicionais de análise. O simulador foi validado comparando com resultado obtidos por um simulador comercial. Um estudo de caso é apresentado mostrando que todas as etapas de desenvolvimento estão corretas.

**PALAVRAS-CHAVE:** meio poroso, produção de petróleo, escoamento transiente, teste de poço.

## NUMERICAL OIL RESERVOIR SIMULATOR WITH BOURDET DERIVATIVE POSTPROCESSING

**ABSTRACT:** Reservoir simulation is an essential tool concerning decision-making processes in the oil and gas industry, which requires the determination of parameters that characterize a reservoir rock to define its potential for producing and lifetime. The most widely utilized method for determining such parameters is the well testing, started by obtaining the bottom-hole pressure (BHP) profiles as a function of time. However, these profiles are not sufficiently capable of providing the required parameters, making it necessary the additional effort of post-processing the data obtained through the interpretation methods, such as the Bourdet derivative, for example. In most cases, the application of this technique can be a complex and impracticable task, even when it is done by a software that requires an expensive license. This paper presents the development of a numerical oil reservoir simulator in an academic environment, with open source code. The simulator provides, among other options, the Bourdet derivative graph, which makes it possible to highlight flow characteristics in porous media that, without this type of post-processing, would go unnoticed by traditional forms of analysis. The simulator has been validated by comparison with results from a commercial simulator. A case study is presented showing that all stages of development are correct.

**KEYWORDS:** porous media, oil production, transient flow, well test.

## 1. INTRODUÇÃO

O aumento da população mundial, cotada em 8 bilhões pela Organização das Nações Unidas (ONU) em 2022 e com projeções de chegar a 9 bilhões em 2037, requer que os recursos necessários à sobrevivência sejam gerenciados de forma eficiente, a fim de se suprirem as demandas e evitar o desperdício. Alguns destes essenciais recursos podem ser encontrados no subsolo, acumulados em forma de jazidas de petróleo e de aquíferos, por exemplo. Neste sentido, ao longo dos anos, foram desenvolvidos métodos que possibilitassem os estudos das reservas em subsuperfície. Entretanto, algumas questões ainda são um desafio e precisam de aprimoramentos.

Uma dessas ferramentas é a simulação computacional, amplamente utilizada para a análise do escoamento de fluidos em subsuperfície através dos métodos numéricos. Suas aplicações são as mais variadas, partindo desde a gestão da água doce presente nos aquíferos até os estudos sobre armazenamento geológico de carbono, como apontado por Lie (2019). Na indústria do petróleo, a ferramenta se aplica desde os anos 50, com o advento e a disponibilização de computadores digitais, ao entendimento e à otimização dos processos complexos de escoamento de óleo e gás no interior da rocha reservatório (Chen *et al.*, 2006; Al Dhaif *et al.*, 2022; Wang e Chen, 2023).

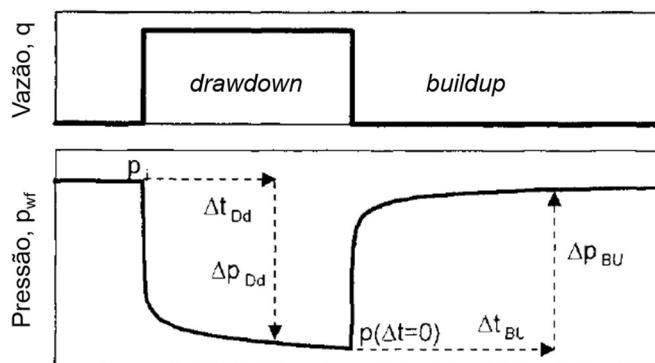
O petróleo constitui a fonte de energia primária mais importante e mais utilizada pelo mundo, cenário para o qual não estão previstas mudanças nas próximas décadas, dado o fato de que a versatilidade e a eficiência deste recurso se demonstram difíceis de superar. Portanto, o mercado do petróleo exerce papel decisivo na evolução das atividades econômicas mundiais, envolvendo projetos multimilionários, no que diz respeito aos processos relacionados à sua cadeia produtiva. Deste modo, a previsão do comportamento do reservatório torna-se uma tarefa estratégica para a determinação da viabilidade da exploração e da produção deste recurso (Mielnick, 2012).

A determinação da capacidade produtiva de um reservatório de petróleo pode ser realizada por meio de diversas técnicas, sendo as que compõem os testes de poço as mais utilizadas. Os testes de poço, como define Bourdet (2002), são um conjunto de técnicas utilizadas para se avaliarem as formações portadoras de óleo através de um poço perfurado. O procedimento consiste, basicamente, em abrir e fechar o poço em tempo relativamente menor ao tempo de vida do reservatório, usualmente horas ou dias, com o objetivo de se monitorar o comportamento do perfil de pressão no fundo do poço.

A abertura do poço permite que o fluido seja produzido com vazão constante, o que causa queda de pressão gradual no fundo do poço. Esta queda de pressão caracteriza o teste *drawdown*. Após um tempo predefinido, o poço é fechado, dando início ao teste *buildup*. O fluido que estava escoando é, então, novamente retido, causando aumento de pressão no fundo do poço. Cabe

ressaltar que cada sistema composto por poço e reservatório fornece respostas de perfil de pressão diferentes, cuja representação típica está contida na Figura 1.

**FIGURA 1.** Perfis de vazão e pressão no fundo do poço para os testes *drawdown* e *buildup*.



Fonte: adaptado de Bourdet (2002).

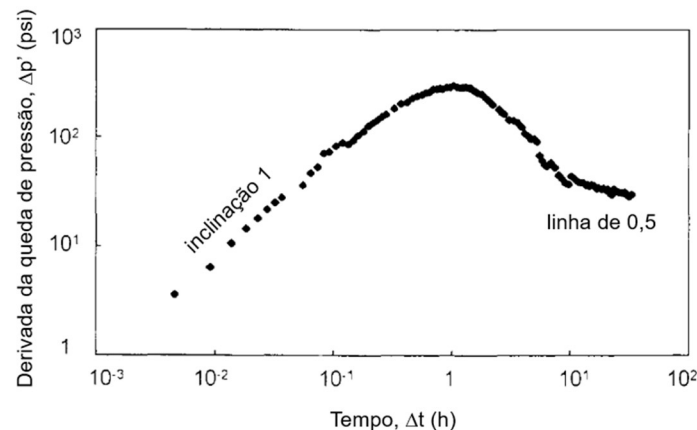
De forma geral, o perfil de pressão no fundo do poço obtido pelos testes é função das propriedades do meio poroso. A determinação destes parâmetros é crucial, pois constituem fatores importantes para a análise do potencial de uma formação em produzir. Para Horne (2010), ao ter os valores da permeabilidade e das dimensões definidos, se obtém a condutividade, que basicamente representa a facilidade do fluido em escoar no meio poroso. A pressão original do reservatório descreve o tempo disponível para produção, ou seja, o seu tempo de vida. Outras propriedades que podem ser obtidas são o fator de dano do poço e a presença de falhas (Lee, 1982).

Porém, a simples visualização dos perfis de pressão não possibilita a obtenção de tais parâmetros, sendo necessário um esforço adicional com a aplicação dos métodos de interpretação, os quais pós-processam o conjunto de dados plotados, isto é, pressão, vazão e tempo, em um novo gráfico com escala diferenciada. O método da derivada de Bourdet, por exemplo, utiliza uma escala log-log que permite não apenas a obtenção das propriedades do sistema, mas também a determinação dos regimes de escoamento dominantes em determinados momentos, através da utilização de uma única curva (Bourdet, 2002). Hosseinpour-Zonoozi *et al.* (2006), Escobar *et al.* (2019), Ferroud *et al.* (2019) e Pandey *et al.* (2019), abordam de forma detalhada aplicações dos testes de poços e da derivada de Bourdet.

A abordagem de Bourdet *et al.* (1983) é baseada na derivada da queda ou crescimento de pressão no fundo do poço ao longo do tempo. Uma curva como a da Figura 2 é, então, plotada e comparada a um conjunto de curvas características representadas por diferentes valores adimensionais dependentes das propriedades do sistema e, a partir desta combinação, se determinam matematicamente os parâmetros desejados e os regimes de escoamento. Os principais

regimes são o de estocagem, geralmente visualizado no início dos testes quando há grande variação de volume de fluido no poço e caracterizado pela inclinação igual a 1, e o radial, que demonstra o momento em que a pressão se estabiliza e atinge as fronteiras do meio poroso após certo tempo de produção.

**FIGURA 2.** Gráfico típico em escala log-log para a derivada da queda de pressão.



Fonte: adaptado de Bourdet (2002).

Assim, a aplicação de métodos de interpretação sobre os dados de pressão no fundo do poço é etapa crucial durante os testes, uma vez que é necessária para a obtenção dos parâmetros que descrevem o sistema em que o fluido desejado está incluso. Para maximizar o fator de recuperação de petróleo do reservatório (volumes retirados) reque-se o conhecimento das características do meio poroso, determinando-se com isso a viabilidade do processo facilitando o planejamento das formas de produção.

O pós-processamento dos perfis com a aplicação dos métodos de interpretação, muitas vezes, não é uma tarefa trivial. Métodos computacionais podem auxiliar o processo, através de programas especializados que utilizam dados previamente obtidos de simuladores de reservatórios ou dados de campo para fornecer os perfis desejados e facilitar a obtenção dos parâmetros, por exemplo, o WellTest™ da empresa S&P Global. No entanto, estes requerem a compra de uma licença para sua manipulação, o que inviabiliza algumas aplicações comerciais e, principalmente, em estudos acadêmicos, nos quais os recursos são escassos ou limitados.

Este trabalho envolve duas áreas da Engenharia de Petróleo, que são a Engenharia de Reservatórios, a qual trata do escoamento do óleo no meio poroso, e Testes de Poços cuja saída principal é a derivada de Bourdet. Ambas as áreas são de escopo amplo e estão interligadas, mas que normalmente são tratadas separadamente em simuladores. Assim, requer no mínimo dois simuladores comerciais com valores elevados. Custo que é justificado pois seu desenvolvimento

envolve muitos profissionais com as mais variadas competências. Neste artigo se resume o processo de determinação das equações governantes, discretização dessas equações, transcrição dessas equações discretizadas para o computador mediante a linguagem C++, testes de validação e verificação de incompatibilidades, e aplicação do simulador em um estudo de caso para demonstrar a viabilidade da proposta.

### 1.1 Objetivo

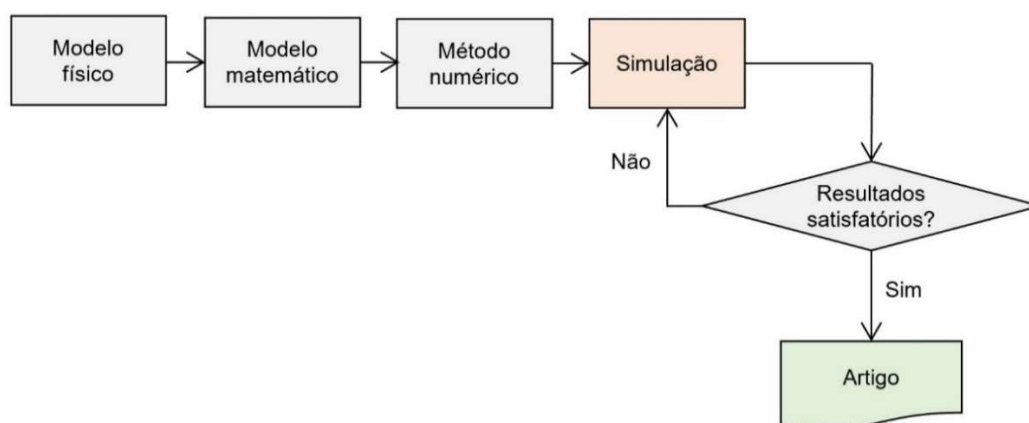
O objetivo deste trabalho é apresentar o desenvolvimento e a implementação do simulador de reservatórios acadêmico de licença aberta *Compressible Single-Phase Flow* (CSPF), no âmbito do Grupo de Pesquisa em Produção e Processamento de Petróleo, Gás e Energias Renováveis (GPetro) da Universidade Federal do Espírito Santo.

Este programa computacional foi projetado para, além de realizar a simulação do escoamento monofásico no meio poroso, fornecer diretamente os gráficos após aplicação do método de interpretação de testes de poço pela derivada de Bourdet, facilitando a obtenção de informações relevantes ao escoamento no meio poroso.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

Serão apresentadas as equações fundamentais e a metodologia utilizada para validação, bem como resultados e suas discussões que demonstram a aplicação do simulador. O desenvolvimento do simulador compreende algumas etapas principais como as resumidas na Figura 3. A etapa de modelagem requer que sejam obtidas as principais equações que regem o sistema composto por poço e reservatório, especialmente o escoamento do fluido em meio poroso.

**FIGURA 3.** Diagrama de fluxo com as etapas do projeto.



**Fonte:** os autores (2024).

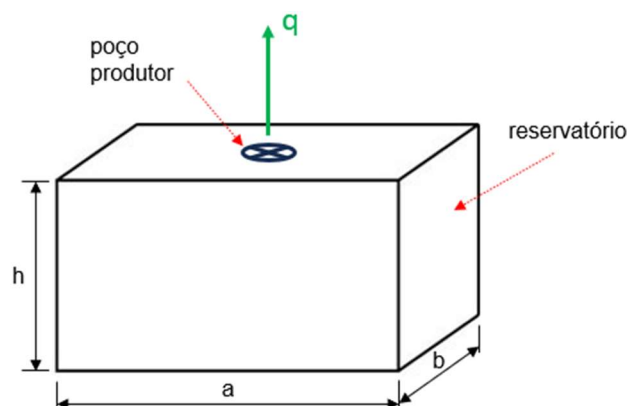
Após a obtenção das equações principais, o simulador CSPF foi implementado em linguagem C++ por Soares (2018), sendo constituído por três partes que funcionam de forma sequencial. A primeira parte, definida como pré-processamento é realizada mediante um arquivo de texto em formato TXT denominado *deck*. Neste arquivo, são inseridas as características principais do sistema para serem utilizadas como dados de entrada. O processamento é a parte que compreende a solução das principais equações discretizadas. A terceira parte se refere ao pós-processamento dos dados de saída através da elaboração do gráfico de Bourdet. Os resultados são, então, analisados e registrados de forma estruturada, clara e concisa.

Nesta seção, além das equações, os processos de validação e de utilização do simulador desenvolvido também são descritos e demonstrados.

## 2.1 Modelo físico do reservatório de petróleo

A representação simplificada do reservatório no subsolo foi realizada através de um modelo físico com formato de paralelepípedo, de acordo com a Figura 4. As dimensões horizontais são iguais a  $a$  e  $b$ , enquanto a dimensão vertical  $h$  remete à espessura do reservatório. No centro e ao longo de toda a espessura, há um poço vertical de raio  $r$  produzindo petróleo com vazão  $q$  variável de acordo com o tipo de teste.

**FIGURA 4.** Modelo físico representativo do reservatório de petróleo em subsuperfície.



Fonte: os autores (2024).

Durante o teste *drawdown*, o poço localizado no centro do reservatório deve produzir com vazão  $q$  fixa e diferente de zero. Por convenção, a vazão do poço em produção assume valor negativo. Neste projeto, este parâmetro será apresentado em valor absoluto. Por outro lado, no teste *buildup*, o poço deixa de produzir e a vazão  $q$  é nula.

## 2.2 Modelo matemático

Para Ertekin *et al.* (2001), o escoamento de fluido monofásico em meio poroso pode ser modelado a partir de três equações fundamentais, sendo estas a equação da continuidade, a relação constitutiva de Darcy e a equação de estado. Neste processo, é necessário definir o fluido e a rocha como meios contínuos, o que significa que, em condições normais e em escala macroscópica, suas propriedades são consideradas funções contínuas, assumindo valor definido em cada posição de espaço e de tempo (Fox *et al.*, 2018).

A equação da continuidade é uma representação do princípio da conservação da massa, que basicamente expressa que, em um dado sistema, quantidade alguma de massa pode ser criada ou destruída. Considerando-se um volume de controle tridimensional em coordenadas cartesianas, a Equação 1 demonstra a descrição matemática de tal princípio, na qual  $\rho$  é a massa específica,  $u$  é a velocidade superficial e  $A$  é a área transversal, enquanto  $\alpha_c$  é um fator de conversão volumétrica,  $V_b$  é o volume da área estudada e  $\dot{m}_w$  é a vazão mássica através do poço.

$$-\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x A_x) - \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y A_y) - \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z A_z) + \left(\frac{\dot{m}_w}{\alpha_c}\right) = \left(\frac{V_b}{\alpha_c}\right) \frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi). \quad (1)$$

A lei de Darcy é uma relação constitutiva empírica entre a velocidade do fluido e gradiente do seu potencial, descrevendo a taxa de movimento do fluido que entra ou sai do volume de controle. Matematicamente, a lei de Darcy pode ser escrita na forma das Equações 2a, 2b e 2c, onde  $\beta_c$  é o fator de conversão da transmissibilidade e  $\mu$  é a permeabilidade do fluido, sendo  $p$  a pressão,  $Z$  a elevação relativa e  $\gamma$  o peso específico do fluido (Ertekin *et al.*, 2001).

$$u_x = -\beta_c \frac{k_x}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \gamma \frac{\partial Z}{\partial x} \right), \quad (2a)$$

$$u_y = -\beta_c \frac{k_y}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial y} - \gamma \frac{\partial Z}{\partial y} \right), \quad (2b)$$

$$u_z = -\beta_c \frac{k_z}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial z} - \gamma \frac{\partial Z}{\partial z} \right). \quad (2c)$$

A aplicação desta relação constitutiva é fundamental para os estudos em simulação de reservatórios, cabendo ressaltar que, para sua aplicação é necessário que sejam feitas algumas suposições sobre as propriedades do fluido, do escoamento e da rocha, tais como:

- a) o fluido é homogêneo, monofásico e Newtoniano;
- b) não há interação química entre o fluido e o meio poroso;
- c) prevalecem as condições de escoamento laminar;
- d) a permeabilidade é independente da pressão, da temperatura e do fluido;

- e) não há efeito de escorregamento ou de Klinkenberg;
- f) não há efeito eletrocinético.

A equação de estado relaciona a massa específica de um fluido às suas condições de temperatura, pressão e composição. O fator volume de formação  $B$  é geralmente utilizado como meio de se escrever a variação de massa específica matematicamente e, assim, de acordo com Ertekin *et al.* (2001), converte volumes  $V$  contidos no reservatório em volumes  $V_{sc}$  equivalentes à condições-padrão. Com a consideração de que o volume é definido pelo produto entre a massa fixa de fluido e sua massa específica, para fluido monofásico, é possível escrever a Equação 3.

$$B = \frac{\rho}{\rho_{sc}} \quad (3)$$

Por fim, ao se combinarem os três princípios descritos para a modelagem do escoamento, se obtém a Equação 4, que governa o escoamento tridimensional de fluido monofásico em meio poroso escrito em coordenadas cartesianas.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu B} \frac{\partial(p-\gamma Z)}{\partial x} \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \beta_c \frac{A_y k_y}{\mu B} \frac{\partial(p-\gamma Z)}{\partial y} \right] \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \beta_c \frac{A_z k_z}{\mu B} \frac{\partial(p-\gamma Z)}{\partial z} \right] \Delta z + q = \left( \frac{V_b}{\alpha_c} \right) \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{B} \right) \quad (4)$$

Por ser uma equação diferencial não-linear, esta não pode ser resolvida de forma analítica, ou seja, precisa ser discretizada e linearizada com o fim de ser resolvida numericamente.

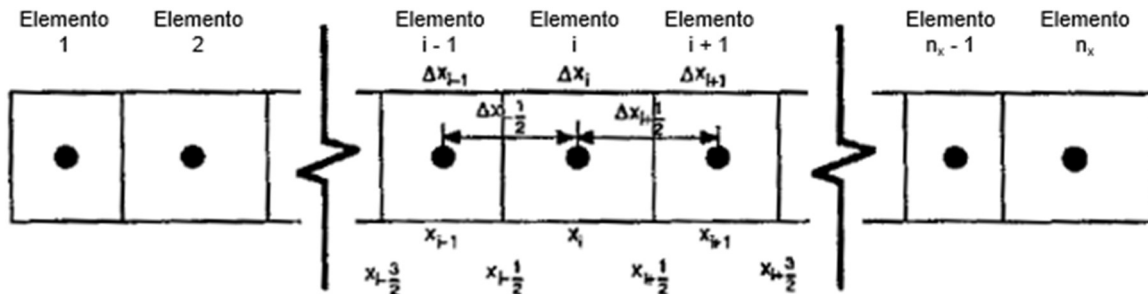
### 2.3 Método numérico

A discretização da equação diferencial de escoamento de fluido monofásico em coordenadas cartesianas desenvolvida na subseção anterior será realizada por meio do método de diferenças finitas. Segundo Heinzl (2007), tal método consiste na substituição das derivadas parciais espaciais e temporais por uma aproximação. O conjunto das técnicas utilizadas neste projeto para a discretização da função no tempo e no espaço caracteriza o modelo conhecido como *Backward-Time, Central-Space* (BTCS), considerado por Ertekin *et al.* (2001) como estável.

A divisão do domínio do reservatório em elementos é uma condição necessária para a aproximação da distribuição contínua de suas propriedades em forma de valores médios em pontos discretos. Neste projeto, foi utilizada a abordagem de divisão em elementos formando uma malha

com blocos centrados, como demonstra a Figura 5, onde os pontos discretos estão localizados no centro dos elementos identificados com índices  $x_{i-1}$ ,  $x_i$  e  $x_{i+1}$ .

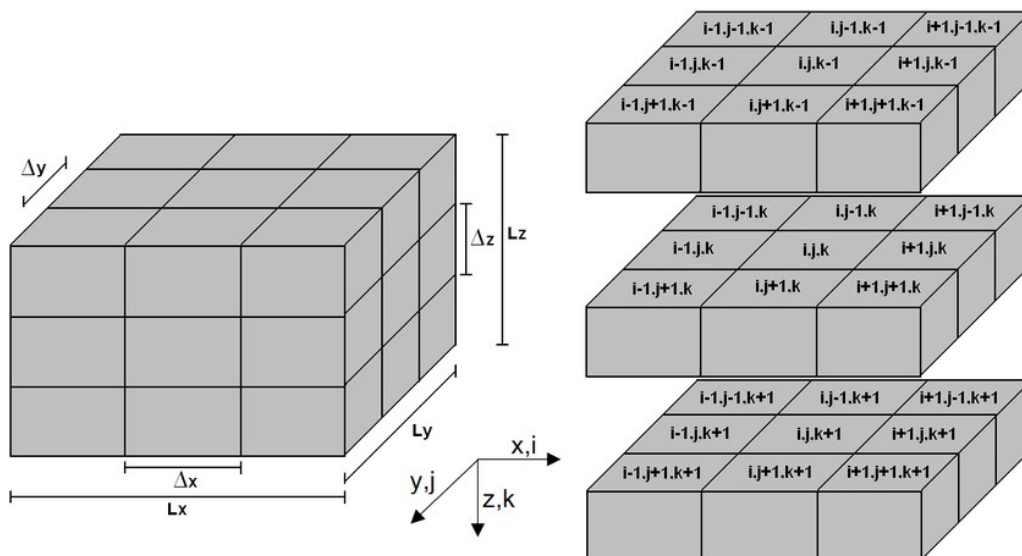
FIGURA 5. Discretização em blocos centrados de geometria unidimensional.



Fonte: adaptado de Ertekin *et al.* (2001).

Para um reservatório tridimensional como o da Figura 4 em coordenadas cartesianas, os blocos assumem um formato de paralelepípedo com índices  $i, j$  e  $k$  e, assim, seus respectivos centros são definidos pelo ponto  $(x_{i,j,k}, y_{i,j,k}, z_{i,j,k})$  e suas dimensões são  $\Delta x_{i,j,k}$ ,  $\Delta y_{i,j,k}$  e  $\Delta z_{i,j,k}$ , formando a malha exposta na Figura 6.

FIGURA 6. Discretização espacial do reservatório.



Fonte: Souza e Souto (2015).

Após a discretização da Equação 4 no espaço e no tempo pelos métodos mencionados, foi obtida a Equação 5, escrita de forma compacta. Nesta equação,  $T$  representa a transmissibilidade nas fronteiras dos elementos, que é função da área  $A$ , da permeabilidade  $k$  e da viscosidade  $\mu$ , bem como

do fator volume de formação  $B$ . O fator  $\Gamma$  é referente à discretização no tempo e função do volume do elemento, da porosidade  $\phi$ , da pressão  $p$  e do fator volume de formação  $B$ , considerando, ainda, uma constante  $c_f$  para pequenas variações de pressão.

$$\begin{aligned} & T_{i+1/2,j,k}^{n+1}(p_{i+1,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - T_{i-1/2,j,k}^{n+1}(p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i-1,j,k}^{n+1}) + T_{i-1/2,j,k}^{n+1}(p_{i,j+1,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - \\ & T_{i,j-1/2,k}^{n+1}(p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j-1,k}^{n+1}) + T_{i,j,k+1/2}^{n+1}(p_{i,j,k+1}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - T_{i,j,k-1/2}^{n+1}(p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k-1}^{n+1}) + \\ & \dot{m}_{w_{i,j,k}}^{n+1} = \gamma_{i+1/2,j,k}^{n+1} T_{i+1/2,j,k}^{n+1} (Z_{i+1,j,k}^{n+1} - Z_{i,j,k}^{n+1}) - \gamma_{i-1/2,j,k}^{n+1} T_{i-1/2,j,k}^{n+1} (Z_{i,j,k}^{n+1} - Z_{i-1,j,k}^{n+1}) + \\ & \gamma_{i,j+1/2,k}^{n+1} T_{i,j+1/2,k}^{n+1} (Z_{i,j+1,k}^{n+1} - Z_{i,j,k}^{n+1}) - \gamma_{i,j-1/2,k}^{n+1} T_{i,j-1/2,k}^{n+1} (Z_{i,j,k}^{n+1} - Z_{i,j-1,k}^{n+1}) + \\ & \gamma_{i,j,k+1/2}^{n+1} T_{i,j,k+1/2}^{n+1} (Z_{i,j,k+1}^{n+1} - Z_{i,j,k}^{n+1}) - \gamma_{i,j,k-1/2}^{n+1} T_{i,j,k-1/2}^{n+1} (Z_{i,j,k}^{n+1} - Z_{i,j,k-1}^{n+1}) + \frac{\Gamma_{i,j,k}^{n,n+1}}{\Delta t} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^n) \end{aligned} \quad (5)$$

A linearização da Equação 5 é necessária, uma vez que a dependência da pressão a tornam não-linear. O escopo deste projeto requer que seja utilizada a iteração simples dos termos de transmissibilidade, a qual consiste em estimar as variáveis dependentes através dos valores da pressão na camada anterior a cada passo de tempo. A Equação 6 utiliza o índice  $v$  para representar o fator iteração, devendo ser calculada em cada iteração para cada elemento da malha.

$$\begin{aligned} & W_{i,j,k}^{(v)} p_{i-1,j,k}^{(v+1)} + E_{i,j,k}^{(v)} p_{i+1,j,k}^{(v+1)} + S_{i,j,k}^{(v)} p_{i,j-1,k}^{(v+1)} + N_{i,j,k}^{(v)} p_{i,j+1,k}^{(v+1)} + B_{i,j,k}^{(v)} p_{i,j,k-1}^{(v+1)} + A_{i,j,k}^{(v)} p_{i,j,k+1}^{(v+1)} + \\ & C_{i,j,k}^{(v)} p_{i,j,k}^{(v+1)} = Q_{i,j,k}^{n,n+1} \end{aligned} \quad (6)$$

A Equação 5 foi reescrita na forma da Equação 6 por meio de associações dos fatores de transmissibilidade  $T$  na porção esquerda da igualdade a letras maiúsculas, sendo  $W$  e  $E$  as letras representativas das faces esquerda e direita do elemento tridimensional, por exemplo. As letras  $S$ ,  $N$ ,  $B$  e  $A$  são associadas de forma respectiva às faces frontal, traseira, inferior e superior. Por sua vez, o termo  $Q$  torna implícitos os fatores à direita da igualdade, mais especificamente o produto entre a transmissibilidade  $T$  e o peso específico  $\gamma$ , além do fator  $\Gamma$  e da elevação  $Z$ .

O modelo de acoplamento entre poço e reservatório foi realizada utilizando o modelo de Peaceman, de acordo com a metodologia descrita por Soares (2018).

A condição de contorno adotada para resolução considera um reservatório selado, ou seja, com as condições de contorno de Neumann, cuja modelagem pode ser feita considerando as transmissibilidades  $T$  nas faces extremas da malha igual a zero.

## 2.4 Validação do *software* desenvolvido

Segundo Soares (2018), a validação de um modelo é parte essencial do processo de desenvolvimento de um simulador, cujo objetivo é garantir que os resultados obtidos estejam em concordância com os dados reais. Neste projeto, a validação foi realizada mediante comparação entre os dados fornecidos pelo simulador CSPF, desenvolvido em âmbito acadêmico, e pelo simulador comercial IMEX da empresa *Computer Modelling Group* (CMG).

Ambos simuladores foram aplicados em dois modelos elaborados para efetuar testes *buildup* e *drawdown*. A diferença entre os modelos reside na presença ou ausência de heterogeneidades na formação, ou seja, na distribuição de propriedades. Para o modelo homogêneo, a porosidade é igual a 0,1 e as permeabilidades horizontal e vertical são iguais a 200 mD e 20 mD, respectivamente. A distribuição de porosidade e de permeabilidades para o modelo heterogêneo foi realizada por meio das distribuições normal e log-normal, respectivamente. Envoltura do poço, interface reservatório/poço, é considerado fator de película  $S$  igual a -0,5, indicando estimulação para a entrada de fluido no poço, e seu raio é igual a 6 pol.

A representação do reservatório é igual à da Figura 4, com dimensões  $a$  e  $b$  iguais a 2461 ft e espessura  $h$  igual a 164 ft. A malha utilizada é constituída por 2250 elementos, sendo 15 nas direções  $x$  e  $y$  e 10 na direção  $z$ . Cabe ressaltar que os elementos possuem as mesmas dimensões neste projeto, estando igualmente distribuídos no domínio.

Demais propriedades da formação e do fluido estão apresentadas na Tabela 1. A pressão inicial igual a 3916 psi foi definida de modo a ser superior à pressão do ponto de bolha do fluido, evitando assim a condição de escoamento multifásico no interior do meio poroso. Este valor foi associado ao topo do reservatório, a uma profundidade de 10500 ft. O fator volume de formação, a viscosidade e o peso específico do fluido foram obtidos através de interpolação linear.

**TABELA 1.** Propriedades da rocha reservatório e do fluido utilizado.

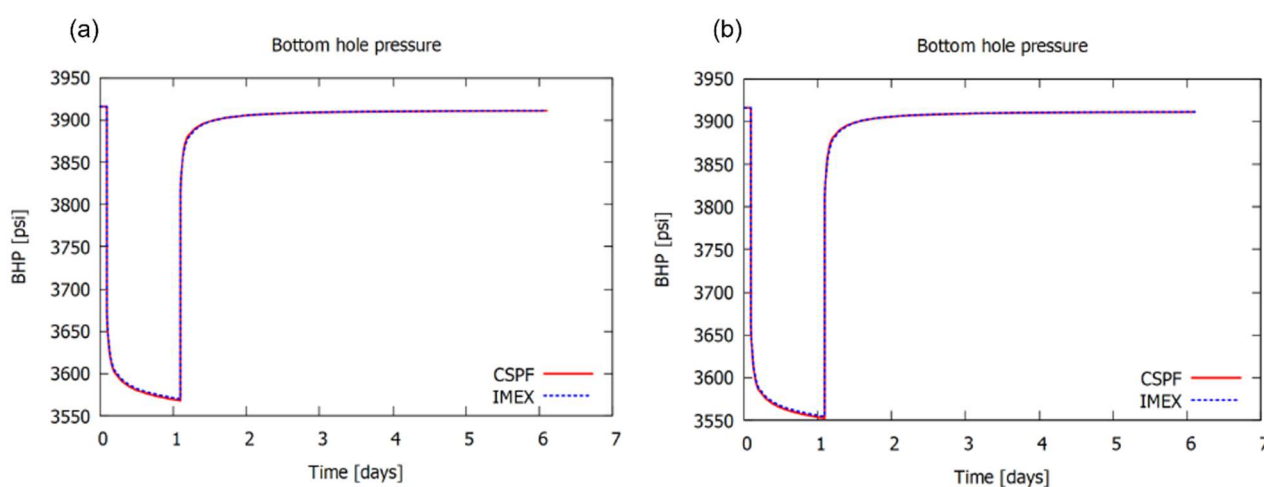
| Propriedade                                        | Valor  |
|----------------------------------------------------|--------|
| Porosidade média                                   | 0,1    |
| Permeabilidade horizontal média (mD)               | 200    |
| Permeabilidade vertical média (mD)                 | 20     |
| Compressibilidade da formação (psi <sup>-1</sup> ) | 1,3E-4 |
| Compressibilidade do fluido (psi <sup>-1</sup> )   | 1,4E-5 |
| Pressão inicial (psi)                              | 3916   |

**Fonte:** Soares (2018).

O tempo total de teste foi especificado em 6,1 d, sendo obtidos os perfis de pressão no fundo do poço, bem como os gráficos do método de Horner e da derivada de Bourdet, como dados de saída. O poço estava inicialmente fechado. Entre os dias 0,1 e 1,1, está caracterizado o teste *drawdown*, com a abertura do poço com vazão de produção fixa  $q$  igual a 2516 bbl/d. Após este período, o poço foi novamente fechado, dando início ao teste *buildup*, com vazão  $q$  igual a 0 bbl/d.

As Figuras 7a e 7b apresentam os resultados de pressão no fundo do poço obtidos dos simuladores CSPF e IMEX para os modelos homogêneo e heterogêneo.

**FIGURA 7.** Resultados obtidos para os testes nos modelos (a) homogêneo e (b) heterogêneo.

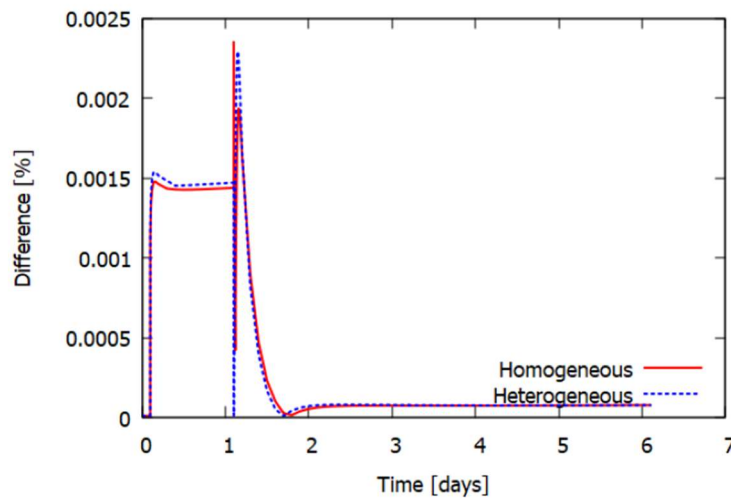


Fonte: Soares (2018).

Nos dois modelos, as curvas dos gráficos de pressão no fundo do poço obtidas pelo simulador CSPF se assemelharam às obtidas pelo *software* comercial IMEX, com mínimas diferenças, especialmente na fase final do teste *drawdown*. Isso significa que os resultados apresentaram boa concordância, confirmando a validação do simulador acadêmico desenvolvido.

As diferenças, em porcentagem, entre os resultados de ambos os simuladores para os modelos utilizados foram plotadas em novo gráfico apresentado na Figura 8. A fase inicial do teste demonstra maior disparidade nos resultados, não afetando, porém, sua qualidade, uma vez que a diferença relativa entre as curvas é muito pequena. Uma explicação plausível para esta disparidade reside nos arredondamentos utilizados pelos simuladores. É importante notar que a diferença é maior quanto mais abrupta for a mudança da pressão no fundo do poço (Soares, 2018).

**FIGURA 8.** Diferenças entre resultados obtidos pelos simuladores CSPF e IMEX.



Fonte: Soares (2018).

## 2.5 Instalação e utilização do *software* desenvolvido

Antes do processo de instalação do CSPF, é necessário que os *softwares* *Visual Studio* 2019 e *Anaconda Navigator* sejam instalados corretamente no computador. Cabe ressaltar que o simulador desenvolvido não possui interface gráfica. A seguir é descrito o procedimento para instalação e utilização do CSPF, o qual foi testado em sistema operacional Windows 10, 64 bits:

- executar o script “generate\_vs2019\_projects\_windows.bat”;
- abrir o arquivo de projeto VS2019;
- escolher, no Visual Studio, as opções debug ou release e compilar;
- copiar o arquivo “CSPF.exe” para a pasta CSPF e executar;
- abrir o ambiente JupyterLab no Anaconda Navigator;
- implementar os arquivos de resultados;
- gerar os gráficos.

Cada cenário estudado em um projeto deve conter um *deck* específico com os dados de entrada, o qual é chamado automaticamente com a inicialização ou execução do simulador. Na tela do computador aparece uma janela que mostra o progresso da simulação em porcentagem e, mais detalhadamente, os dias decorridos no teste de poço.

Além de fornecer como dados de saída os perfis de pressão no fundo do poço e de crescimento ou queda de pressão, também é possível obter o gráfico da derivada de Bourdet, permitindo a visualização e a interpretação dos dados de teste de poço de forma mais rápida. Os dados de saída obtidos após a simulação possuem extensão em Python, sendo requerida a utilização

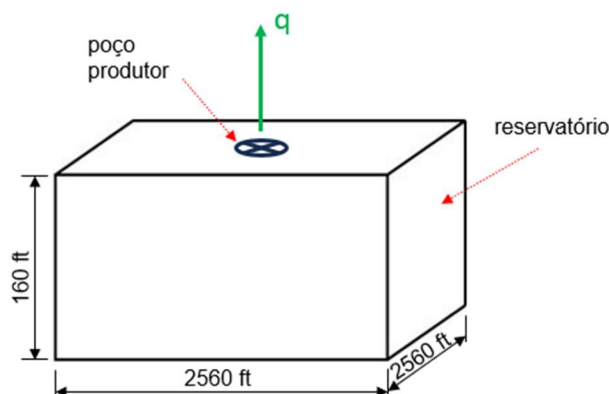
do Anaconda Navigator no ambiente JupyterLab para geração dos gráficos e visualização. Os recursos citados são gratuitos e de fácil instalação.

### 3. RESULTADOS: ESTUDO DE CASO COM O SOFTWARE DESENVOLVIDO

O simulador CSPF foi utilizado no computador Dell Inspiron 3501, com processador Intel Core i5 de décima geração e 8 GB de memória RAM. Neste computador, foram necessários 25 minutos para obter resultados dos testes *drawdown* e *buildup* apresentados a seguir.

A representação simplificada do reservatório no subsolo, a uma profundidade de 10500 ft, foi realizada através de um modelo físico com formato de paralelepípedo, de acordo com a Figura 9. No centro e ao longo de toda a espessura do reservatório, há um poço vertical de raio igual a 6 pol produzindo petróleo com vazão  $q$  variável de acordo com o tipo de teste. A porosidade foi considerada heterogênea e segue distribuição normal, com média e desvio-padrão iguais a 0,2 e 0,002, respectivamente. Neste caso, o poço contém fator de película nulo.

**FIGURA 9.** Modelo físico com dimensões do reservatório de petróleo em subsuperfície.



Fonte: os autores (2024).

Foram utilizados passos de tempo iguais a 0,01 d, sendo o tempo final igual a 720,1 d, e a tolerância foi definida como  $10^{-8}$ . A discretização do modelo físico foi realizada com 13 blocos nas direções  $x$  e  $y$ , e 10 blocos na direção  $z$ . Assim, o número total de elementos na malha é igual a 1690 em um reservatório com volume de aproximadamente 1,05 MMft<sup>3</sup>.

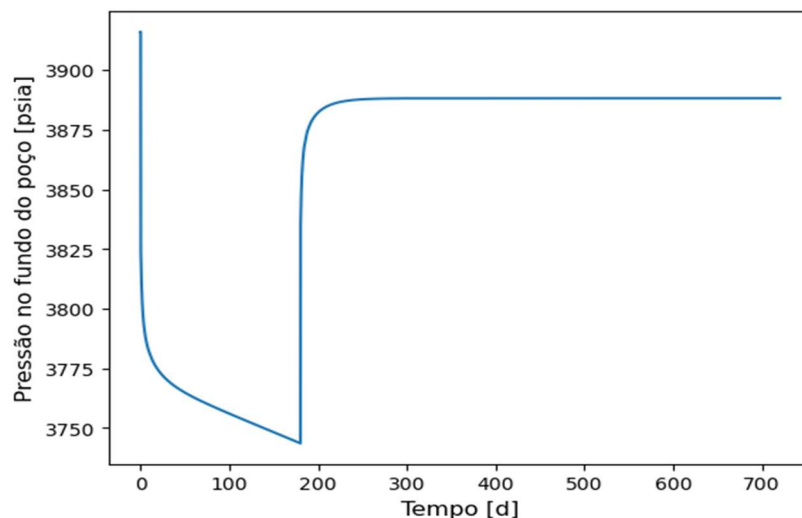
O início do teste foi o período *drawdown* até o dia 180,1, onde ocorreu a abertura do poço no dia 0,1 com vazão fixa igual a 629 bbl/d. A perturbação causada pelo início da produção resultou em queda da pressão no fundo do poço ( $p_{wf}$ ) inicialmente estável e igual à pressão do reservatório ( $p_i$ ). Com o decorrer do tempo, a diminuição da pressão de fundo é menos acentuada, tendendo a se

estabilizar após se propagar e atingir as fronteiras do reservatório. Nesta etapa, ocorre a produção de óleo em uma vazão  $q$  sustentada pelo *drawdown* ( $p_i - p_{wf}$ ).

Após a primeira etapa de teste, nova perturbação foi causada com o fechamento do poço no dia 180,1. A vazão passa a ser nula, ou seja,  $q$  é igual a 0 bbl/d, dando início ao período *buildup*. Este período de teste é caracterizado pelo aumento de pressão de fundo de poço, representada agora por  $p_{wb}$ . Após um determinado tempo de fechamento, a pressão no fundo do poço tende à estabilização, o que indica que a nova perturbação atingiu as fronteiras do reservatório. A Figura 10 apresenta o perfil obtido seguindo os procedimentos descritos.

Durante o *buildup* a pressão no fundo do poço aumenta gradativamente se aproximando da pressão inicial do reservatório definida em 3916 psia. Em todo o reservatório a pressão tende ao equilíbrio, o qual será atingido a depender do tempo de fechamento do poço. Caso a pressão final de equilíbrio ( $p_{wb}$ ) seja inferior à pressão inicial ( $p_i$ ), significa que houve depleção do reservatório, o que acontece neste estudo de caso, onde a pressão de equilíbrio não atinge a pressão inicial.

**FIGURA 10.** Pressão no fundo do poço ao longo do tempo de teste.



Fonte: os autores (2024).

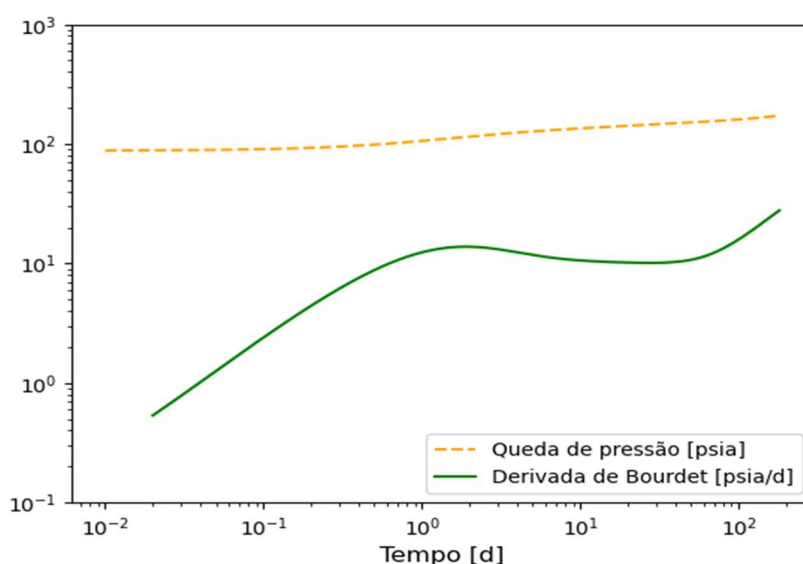
As discussões anteriores dão conta de que o perfil de pressão da Figura 10 não é suficientemente capaz de fornecer características detalhadas do sistema estudado, como a porosidade e a permeabilidade da formação e o regime de escoamento, entre outros.

Portanto, se faz necessário o esforço adicional de pós-processamento do conjunto de dados. Esta etapa é realizada por meio da aplicação de métodos de interpretação de testes de poços, como a derivada de Bourdet. Esta opção se encontra implementada no simulador desenvolvido, o qual não é apresentada em simuladores clássicos de reservatórios. Assim, o método da derivada de Bourdet aplicado aos dados deste projeto forneceu o gráfico em escala log-log contido na Figura 11.

A inclinação apresentada nos primeiros dias de teste representa certo tipo de regime de fluxo, a depender de sua inclinação. A inclinação de 1 da curva em linha verde contínua, por exemplo, é característica do regime de estocagem de poço, causado pela variação abrupta de volume de fluido em seu interior após abertura. Em seguida, com o avanço do tempo, se inicia um leve declínio e posterior estabilização, que identifica regime de fluxo radial de óleo no reservatório em direção ao poço produtor, quando a pressão já se propagou e atingiu as fronteiras do meio poroso.

Após a determinação do regime de escoamento e da comparação com as curvas de Gringarten *et al.* (1979), é possível se obterem as propriedades do sistema composto por poço e reservatório. Dada a abrangência, essa etapa final não é abordada neste artigo.

**FIGURA 11.** Gráfico da queda de pressão e da derivada de Bourdet.



Fonte: os autores (2024).

#### 4. CONCLUSÕES

A simulação de reservatórios é essencial para os processos de tomada de decisão quando da formulação das estratégias de exploração e de recuperação. Existem diversos *softwares* comerciais que podem ser utilizados para este fim, tais como IMEX, Eclipse, Intersect, Nexus, tNavigator, entre outros. As limitações são o custo elevado, que inviabiliza seu uso em instituições de ensino, e a falta de permissão para acesso ao código fonte.

Visando superar essas restrições, este artigo apresentou o simulador CSPF desenvolvido em âmbito acadêmico. É demonstrado detalhadamente as equações contínuas utilizadas, a forma discretizada destas equações, a etapa de validação comparando com resultados do simulador comercial IMEX que foram considerados satisfatórios, confirmando a qualidade dos resultados.

Através de estudo de caso e resultados obtidos do simulador CSPF, foram apresentados dados relevantes para sua utilização e foi discutida a necessidade de se fazer esforço adicional com a aplicação dos métodos de interpretação utilizados em testes de poços, dado que apenas o perfil de pressão no fundo do poço não é suficiente para se obterem os parâmetros do sistema de interesse, uma vez que sua escala não favorece este procedimento.

O CSPF fornece diretamente, na parte de pós-processamento, o gráfico da derivada de Bourdet, o qual é plotado em escala log-log e permite a determinação do regime de escoamento presente no sistema em diferentes momentos e diversas propriedades do meio poroso.

## DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Os autores são os únicos responsáveis por este trabalho.

## REFERÊNCIAS

AL DHAIF, R.; IBRAHIM, A. F.; AND ELKATATNY, S. Prediction of Surface Oil Rates for Volatile Oil and Gas Condensate Reservoirs Using Artificial Intelligence Techniques. *ASME J. Energy Resour. Technol.*, v. 144, n. 3, p. 033001, 2022. <https://doi.org/10.1115/1.4051298>

BOURDET, D. Well Test Analysis: the use of advanced interpretation models. 1. ed. Paris: Elsevier, 2002.

BOURDET, D.; WHITTLE, T. M.; DOUGLAS, A. A.; PIRARD, Y. M. A new set of type curves simplifies Well Test Analysis. *World Oil*, Texas, 1983.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. Computational Methods for Multiphase Flow in Porous Media. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006.

ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. Basic Applied Reservoir Simulation. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001.

ESCOBAR, F. H.; JONGKITTARUKORN, K.; HERNANDEZ, C. M. The power of TDS technique for well test interpretation: a short review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 9, p. 731–752, 2019. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0517-5>

FERROUD, A.; CHESNAUX, R.; RAFINI, S. Drawdown log-derived analysis for interpreting constant-rate pumping tests in inclined substratum aquifers. *Hydrogeology Journal*, v. 27, n. 6, p. 1-19, 2019. <https://doi.org/10.1007/s10040-019-01972-7>

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J.; MITCHELL, J. W. Introdução à Mecânica dos Fluidos. 9. ed. LTC, 2018.

GRINGARTEN, A. C.; BOURDET, D. P.; LANDEL, P. A.; KNIAZEFFI, V. J. A Comparison between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis. *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Las Vegas, 1979.

HEINZL, R. Concepts for Scientific Computing. 2007. Tese (Doutorado) - Engenharia Elétrica, Technische Universität Wien, Viena, 2007.

HORNE, R. N. Modern Well Test Analysis: a computer-aided approach. Palo Alto: Petroway, 1990.

HOSSEINPOUR-ZONOOZI, N.; ILK, D.; BLASINGAME, T. A. The Pressure Derivative Revisited — Improved Formulations and Applications. SPE 103204. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 2006. <https://doi.org/10.2118/103204-MS>

LEE, J. Well Testing. v. 1. Society of Petroleum Engineers, 1982.

LIE, K. A. An introduction to Reservoir Simulation using MATLAB/GNU Octave. 1. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2019.

MIELNICK, O. O mercado do petróleo: oferta, refino e preço. *FGV Projetos*, v. 5, n. 5, 2012.

PANDEY, R. K.; KUMAR, A.; MANDAL, A.; VAFERI, B. Genetic Algorithm Optimization of Deep Structured Classifier-Predictor Models for Pressure Transient Analysis. *J. Energy Resour. Technol.* v. 145, n. 2, p. 023003 (14 pages), 2023. <https://doi.org/10.1115/1.4054896>

SOARES, B. E. T. An analysis of the impacts of heterogeneity losses due to upscaling in well test simulations. 2018. TCC (Graduação) - Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus, 2018.

SOUZA, G. de; SOUTO, H. P. A. Comparação dos modelos de Darcy, Forchheimer e Barree e Conway na simulação de reservatórios de Gás. *Revista de Engenharia da Universidade Católica de Petrópolis*, v. 9, n. 1, 2015.

WANG, H.; CHEN, S. Insights into the Application of Machine Learning in Reservoir Engineering: Current Developments and Future Trends. *Energies*, v. 16, n. 3, p. 1392, 2023. <https://doi.org/10.3390/en16031392>

## AGRADECIMENTOS

A mestranda Isabela Silva Mantegazini agradece o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Espírito Santo (Fapes) através do termo de outorga 135/2023. O Prof. Oldrich Joel Romero agradece também o suporte financeiro da Fapes através do Edital Fapes Nº 6/2021 – Bolsa Pesquisador Capixaba, termo de outorga 356/2022.