

Teste *drawdown* em um reservatório de *coalbed methane* *Drawdown test on a coalbed methane reservoir*

Hayane Amorim Fernandes^{1*}, Iany Lima Vagmacker Freitas¹, Luana Covre Campanharo¹, Sara Saraiva de Lira Araújo¹, Oldrich Joel Romero²

¹Graduanda em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

²Professor do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

*Autor para correspondência, E-mail: hayanea.fernandes@gmail.com

Article history

Received: 01 March 2018

Accepted: 29 May 2018

Available online: 19 July 2018

Resumo: A importância do *coalbed methane* tem crescido ao longo do tempo e já representa atualmente 8% da produção de gás anual nos EUA. Entretanto, a produção desse tipo de gás traz consigo vários desafios e diversos fatores podem afetar a produtividade de um reservatório de CBM. Operações de perfuração e completação podem ocasionar na redução da permeabilidade ao redor do poço. Um fator que determina a magnitude do dano ou estímulo da formação é o fator de película e a região onde a permeabilidade foi alterada no poço é chamada de zona de película. Informações acerca da magnitude da alteração desta zona de película pode ser obtida a partir de análises de teste de pressão em poços produtores de hidrocarbonetos. Os testes consistem em registrar a vazão de gás produzido e registrar também simultaneamente a resposta da pressão no fundo do poço ao longo do tempo. O pós-processamento desta informação de campo permite obter parâmetros médios do reservatório. Neste trabalho tem-se como objetivo estimar a permeabilidade e o fator de película num poço produtor de gás do tipo *coalbed methane* a partir do teste de pressão *drawdown*. É utilizado o *software* IHS WellTest. Os resultados obtidos são coerentes com o que se espera de um reservatório com estas características.

Palavras chave: *Coalbed Methane*, *drawdown*, fator de película, permeabilidade, *IHS WellTest*.

Abstract: The importance of coalbed gas methane has grown over time and it already represents over 8% of the annual gas production in the US. However, the production of this type of gas is challenging and several factors affect its productivity. For example, drilling and completion operations may result in reduced permeability around the well. A factor that determines the magnitude of the formation damage or stimulus is the skin factor and the region where the permeability was changed near the wellbore is called skin zone. The skin zone can be estimated using pressure well tests. Therefore, the present work aims to determine the permeability and skin factor in a coalbed methane well through the drawdown test. The results presented in this paper were obtained through the software IHS WellTest.

Keywords: *Coalbed Methane*, *drawdown*, skin factor, permeability, *IHS WellTest*.

1. Introdução

De acordo com o relatório *World Energy Outlook*, a previsão é que a demanda energética mundial cresça em 30% até 2040 (IEA, 2016). Para suprir essa demanda, formas de energia alternativas ao hidrocarboneto convencional devem ser exploradas. Uma dessas alternativas é o *coalbed gas methane* (CBM), cuja exploração tem crescido significativamente posicionando-se como uma importante fonte de gás. Atualmente, mais de 10% das reservas de gás natural nos Estados Unidos (EUA) são de CBM. Além disso, 8% da produção de gás anual dos EUA é oriundo de CBM (Aminian *et al.*, 2007).

Entretanto, a produção desse tipo de gás traz consigo vários desafios. O comportamento da produção do *coalbed* é complexo e difícil de prever e analisar (Aminian *et al.*, 2004) já que é controlado por uma interação complexa entre a matriz de carvão e o fluxo bifásico de gás e água (Aminian *et al.*, 2007). Diversos fatores podem afetar a produtividade de um reservatório de CBM, tais como a quantidade de gás presente, a litologia do carvão, a hidrodinâmica e saturação do reservatório e a permeabilidade. Entre esses, a permeabilidade do reservatório é um dos fatores mais críticos na produção de *coalbed* (Dawson, 2013).

Além da dinâmica de produção ser complexa, pode ser afetada pelas operações de perfuração e completação que podem ocasionar redução da permeabilidade ao redor do poço. Caso isto ocorra é possível

melhorar a permeabilidade comprometida através da acidificação e faturamento hidráulico, causando a estimulação do mesmo. Um fator que determina a magnitude do dano ou estímulo da formação é o fator de película (*skin factor*) (Ramharter e Bastos, 2011). A região onde a permeabilidade foi alterada é chamada de zona de película (*skin zone*). Um valor positivo deste fator ($s > 0$) indica dano na formação e um valor negativo ($s < 0$) indica que a região foi estimulada, logo a permeabilidade da região do poço foi aumentada (Ramharter e Bastos, 2011). Caso a permeabilidade não seja alterada o fator de película é zero ($s = 0$). Quando a região é danificada, a pressão próximo ao poço é alterada tal que seja possível obter um diferencial de pressão maior, como mostrado na Fig. 1a, para manter a continuidade da produção na mesma vazão. Na referida figura, r_w é o raio do poço, r_s representa a distância da zona de película e r_e é a distância até o limite externo do reservatório.

O fator de película pode ser obtida a partir de análises de teste de pressão em poços produtores de hidrocarbonetos. Os testes de pressão mais comuns são conhecidos como *drawdown* e *build-up*. No teste *drawdown* o poço é mantido aberto e produz a uma vazão constante durante um período de tempo determinado, isso causa uma redução da pressão do reservatório com tempo. Já no teste denominado *build-up*, o poço é mantido fechado, e por consequência sua vazão é nula, o que causa um aumento lento da pressão estática medida em frente aos canhoneados, e se o tempo for longo o suficiente tende a se igualar com a pressão do reservatório. A vazão é registrada em superfície e a pressão estática ou dinâmica no fundo do poço, conforme representado graficamente na Fig. 1b (Garuzzi e Romero, 2013).

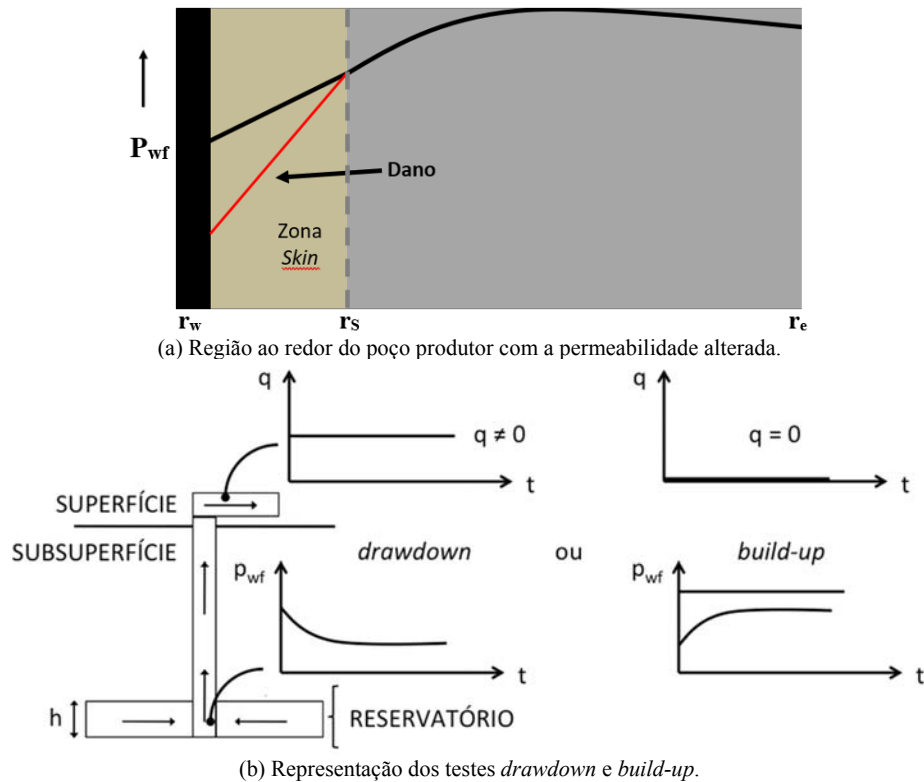


Figura 1. Representação esquemática do sistema poço/reservatório (Adaptado de Binsardo, 2015).

Existem testes desenvolvidos para a pressão de fluxo de fundo de poço constante e vazão variável que se ajusta para o gradiente de pressão constante. Entretanto devido a sua aplicação, podemos dizer, restrita ou ainda pouco difundida, não serão abordados neste trabalho.

Testes de pressão consistem de em um conjunto de estudos e atividades que visam avaliar (qualitativamente e quantitativamente) o potencial de uma jazida petrolífera, ou seja, a sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas (óleo e/ou gás). São diversos os objetivos dos testes de pressão, os quais dependem de serem aplicados a um reservatório de petróleo recém descoberto ou um reservatório já em produção. De uma forma geral, cita-se como principais objetivos:

- Identificar os fluidos presentes na formação;
- Avaliar a capacidade produtiva da formação (taxas econômicas de produção);
- Determinar a permeabilidade absoluta da rocha-porosa;
- Determinar o fator de película ao redor do poço;

- Identificar as fronteiras do reservatório assim como tamanho e forma;
- Determinar a pressão inicial ou a pressão média volumétrica do reservatório;
- Descobrir a existência ou não de descontinuidades (falhas, barreiras de permeabilidade, por exemplo);
- Determinar a extensão de fraturas e outras características geométricas do reservatório, dentre outros.

Os testes ainda podem ser realizados em todas as fases da vida produtiva de um reservatório com objetivos distintos. Em um poço exploratório ou pioneiro (*exploration well*) os testes irão confirmar a existência de hidrocarbonetos, natureza do fluido, índice de produtividade e as propriedades do reservatório. Em um poço de delineamento ou de extensão (*appraisal well*) os testes são utilizados para refinar dados prévios, realizar testes mais longos, amostragem dos fluidos, pressão inicial do reservatório. Já em um poço de desenvolvimento (*development well*) os testes são realizados para verificar a necessidade de estimulação dos poços, pressão média volumétrica. Ou seja, os testes são realizados em todas as etapas da vida útil de um reservatório.

Os dados de um teste *drawdown* serão utilizados no presente trabalho objetivando a determinação da permeabilidade k e fator de película s' num poço produtor de gás do tipo *coalbed methane*.

2. Coalbed gas methane

O termo *coalbed gas methane* (CBM) refere-se ao gás metano (CH_4) adsorvido na matriz sólida das camadas de carvão, de onde é extraído. Apesar da expressão “metano” ser muito usado na indústria, o gás produzido de fato é basicamente uma mistura de C_1 , C_2 , traços de C_3 , e N_2 e CO_2 mais pesados (Ahmed e Meehan, 2011), não é metano (C_1) puro. Diferente dos reservatórios de gás convencionais, o CBM não é armazenado como um gás livre, mas se encontra adsorvido na área de superfície interna dos microporos do carvão, cujas densidades se aproximam das líquidas (Puri e Yee, 1990).

Nos últimos anos a exploração e o desenvolvimento do *coalbed methane*, iniciada fortemente na América do Norte, tiveram andamento muito veloz em escala global, já que a indústria de petróleo e gás de hoje reconheceu o valor desse recurso não convencional. Na Fig. 2 podem ser vistas as localidades que possuem reservas de CBM e as localidades onde se desenvolvem atividades como investigação, teste ou produção. As maiores reservas mundiais deste hidrocarboneto se encontram em nove países: Rússia, EUA, China, Austrália, Canadá, Reino Unido (UK), Índia, Ucrânia e Cazaquistão (Al-Jubori et al., 2009).

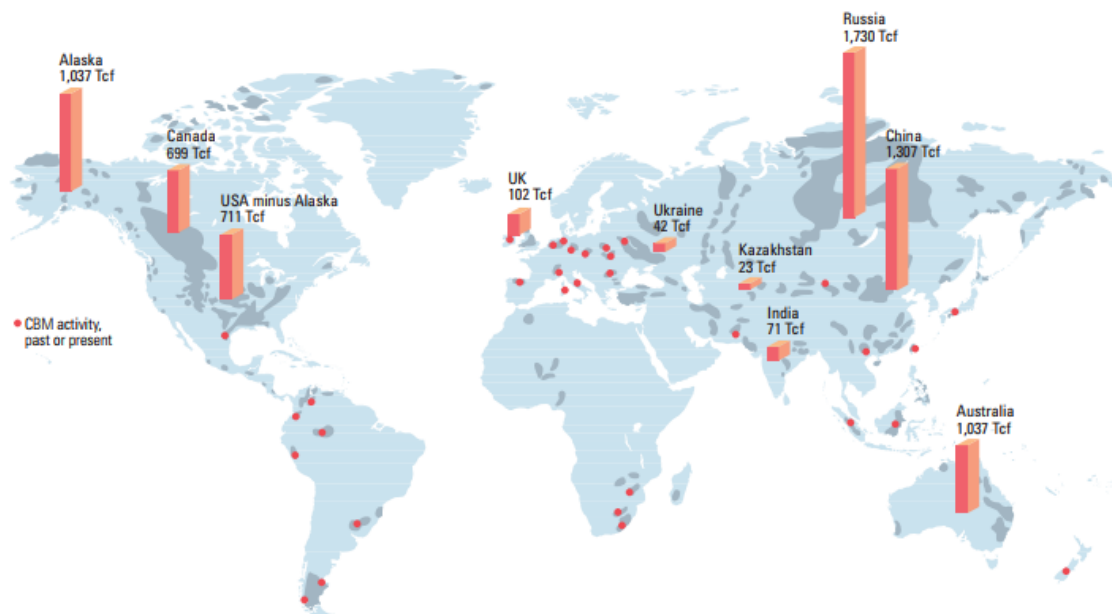


Figura 2. Reservas estimadas de CBM no mundo em trilhões de pés cúbicos (Tcf na figura) (Al-Jubori et al., 2009).

De acordo com Ahmed e Meehan (2011), denomina-se carvão as rochas sedimentares que contêm mais de 50% em peso e mais de 70% em volume de materiais orgânicos compostos, sobretudo, por carbono, hidrogênio e oxigênio. O metano é um dos hidrocarbonetos de especial interesse pois está presente em alta

concentração no carvão, a depender da composição, temperatura, pressão, e outros fatores. O metano pode ser facilmente liberado da camada rochosa que a contem pela simples redução da pressão.

Por outro lado, as características de reservatórios de camadas de carvão (*coalbeds*) são complexas por se tratarem de reservatórios naturalmente fraturados, os quais são caracterizados por dois sistemas de porosidade distintos:

- Sistema primário de porosidade, onde a matriz é formada por poros finos ou microporos, com permeabilidade muitíssimo baixa. Estes microporos contêm uma extensa área de superfície interna onde uma grande quantidade de gás pode ser absorvida;
- Sistema secundário de porosidade, consiste da conexão entre as fraturas naturais do próprio carvão, as quais compõem o *cleat system*, ou macroporos.

Os macroporos (ou *cleats*) atuam como um sumidouro para o sistema de porosidade primária e proporcionam a permeabilidade ao fluxo de fluido, atuando como condutos para os poços de produção como mostrado na Fig. 3. Os *cleats* são compostos principalmente por dois elementos: *butt cleat*, que fazem contato com o máximo de áreas pequenas do reservatório, sendo assim limitados em sua capacidade de drenagem e, *face cleat*, o qual é contínuo através do reservatório e capaz de drenar grandes áreas (Ahmed e Meehan, 2011).

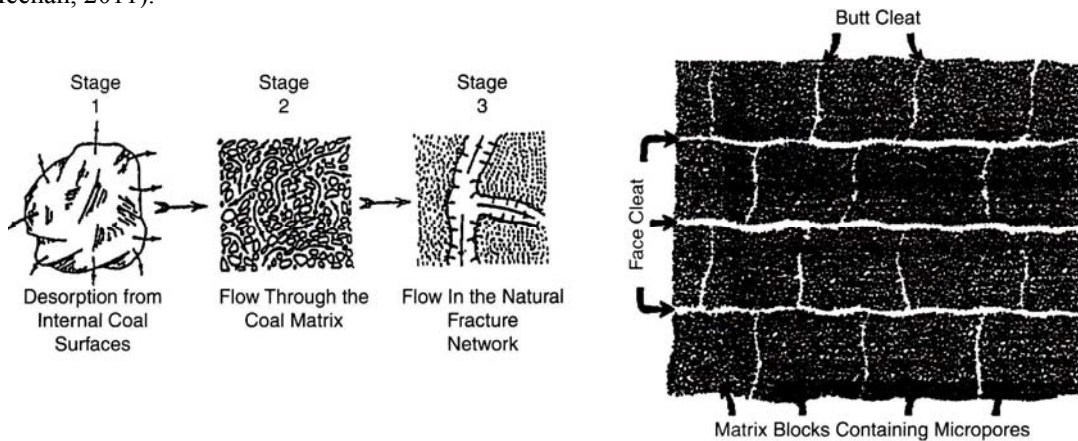


Figura 3. Fluxo do metano nos sistemas porosos (Ahmed e Meehan, 2011).

A extração do CBM ocorre pela depleção do reservatório, o que é necessário para que o metano adsorvido no carvão seja liberado dele e então produzido. Esta redução da pressão é alcançada através da remoção da água que inicialmente satura os *cleats* do carvão, processo que é chamado de desidratação do reservatório. Assim, ocorre a difusão do gás liberado para o *cleat system* do carvão, que flui para o poço juntamente com a água de acordo com a Lei de Darcy (Puri e Yee, 1990). Esta relação entre os volumes instantâneos de água e metano produzidos com o tempo pode ser visualizada na Fig. 4.

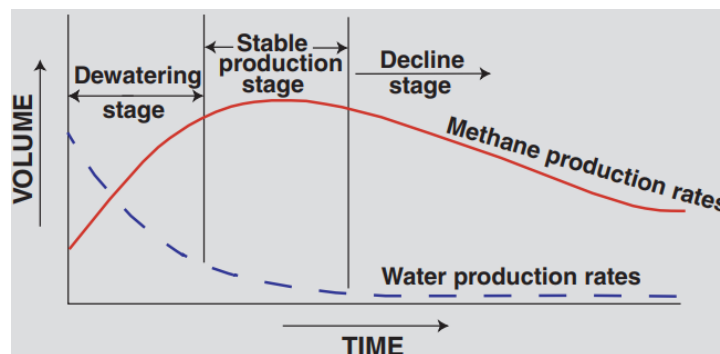


Figura 4. Curvas de produção típicas do metano e da água através do tempo (USGS, 2000).

Hughes e Logan (1990) determinaram que para que a produção do gás seja vantajosa deve-se analisar a quantidade de gás adsorvido, a permeabilidade adequada para produção, a pressão adequada para armazenamento do gás e o tempo de desorção do gás deve permitir a possibilidade de ter uma produção economicamente favorável.

3. Metodologia

3.1 Especificação do problema

A produção de *Dry* CBM (*coalbed methane*) através de um poço vertical e com fluxo radial no reservatório é abordado neste trabalho.

O reservatório tem espessura de 10 ft, porosidade 10 %, saturação do gás 90 %, Saturação da água 10 %, compressibilidade da formação $1,2643 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$, compressibilidade total $1,5919 \times 10^{-2} \text{ psi}^{-1}$, raio do poço 0,3 ft, temperatura $52,3 \text{ }^\circ\text{F}$ e pressão 500 psi (a). Além das informações do reservatório dados do gás e do óleo são também necessários. Gravidade específica do gás 0,628, fração de N_2 17,02 %, fração de CO_2 0,12 %, fração de H_2S 0,0 %, temperatura crítica $325,3 \text{ }^\circ\text{R}$ e pressão crítica 643,4 psi (a). Óleo de 30 °API, pressão do ponto de bolha 499 psi (a). Salinidade da água 0,0. Viscosidade do gás em condições de reservatório 0,0122 cP, compressibilidade do gás $2,1317 \times 10^{-3} \text{ psi}^{-1}$ e fator de compressibilidade do gás 0,936. Fator volume formação do óleo 1,043, viscosidade do óleo no reservatório 139,1327 cP, compressibilidade do óleo $1,5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ e razão de solubilidade do óleo 91,7 scf/bbl. Fator volume formação da água 0,996, viscosidade da água no reservatório 1,2475 cP, compressibilidade da água $3,3558 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ e razão de solubilidade da água 0,0 scf/bbl (Ahmed e Meehan, 2011).

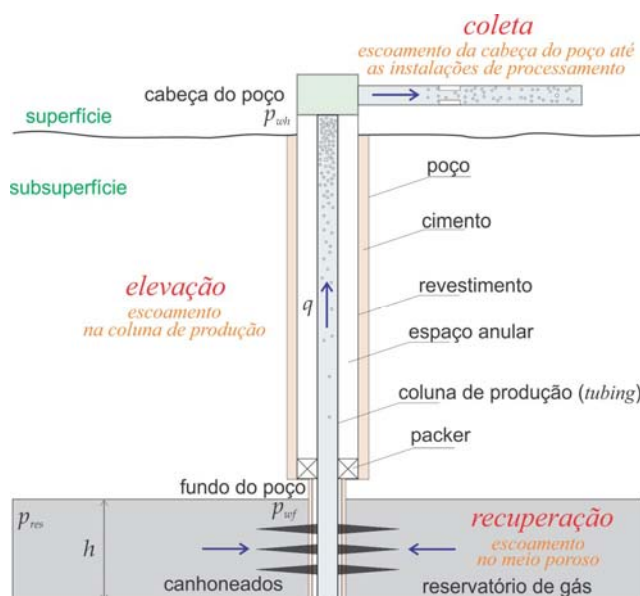


Figura 5. Representação esquemática simplificada do sistema poço/reservatório.

Os dados em que a metodologia se fundamenta são informação de vazão e pressão de fundo de poço para diversos instantes de tempo ao longo do *drawdown*, conforme Tabela 1.

Tabela 1. Dados obtidos durante o teste *drawdown* e utilizados neste trabalho. Por limitação de espaço são mostrados 10 pares de dados de um total de 1.581 utilizados (Ahmed e Meehan, 2011).

Tempo, h	Pressão, psi(a)
0	500
0,00024	489,12
0,0006	488,35
0,00113	487,31
0,00192	485,93
...	...
35.912,44	363,03
35.936,44	362,97
35.960,44	362,91
35.984,44	362,86
36.000,00	362,82

3.2 Formulação matemática

O comportamento da pressão p de gases reais, com fator de compressibilidade Z e viscosidade μ , escoando no meio poroso é fundamentada no uso da pseudo-pressão $m(p)$ definida pela Eq. (1)

$$m(p) = \int_0^p \frac{2p}{\mu Z} dp . \quad (1)$$

Esta troca de variáveis foi desenvolvida por Al-Hussainy e Ramey (1966), com a qual a solução obtida assume a forma

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1.637qT}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i C_{ti} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87(s + Dq) \right], \quad (2)$$

na literatura sobre o tema as componentes desta equação se denominam, $m(p_i)$ pseudo-pressão inicial em psi^2/cP , $m(p_{wf})$ é a pseudo-pressão no fundo de poço em psi^2/cP , q a vazão do gás em Mscf/d , T a temperatura em $^\circ\text{R}$, k a permeabilidade em mdarcy , h a espessura da formação em pés, t o tempo em horas, ϕ a porosidade, μ_i a viscosidade do gás na pressão inicial em cP , C_{ti} a compressibilidade total na pressão inicial em psi^{-1} , r_w o raio do poço em pés, s o fator de película e o termo DQ_g que é interpretado como o fator de película dependente da vazão. O coeficiente D é chamado de fator de escoamento inercial ou turbulento e é governado por

$$D = \frac{Fkh}{1422T}, \quad (3)$$

sendo F o coeficiente de fluxo não darcyniano definido mediante

$$F = 3,161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma}{\mu h^2 r_w} \right], \quad (4)$$

γ é o peso específico do gás, μ a viscosidade do gás e β corresponde ao parâmetro de turbulência o qual é estimado pela seguinte expressão

$$\beta = 1,88 \times 10^{-10} k^{-1,47} \phi^{-0,53}. \quad (5)$$

Combinando o fator de película verdadeiro s , com o termo Dq obtém-se o fator de película aparente s' , isto é: $s' = s + Dq$. Assim a Eq. (2) assume a forma

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1.637qT}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i C_{ti} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s' \right]. \quad (6)$$

Para vazão constante de gás, a equação anterior pode ser expressa de forma linear como

$$m(p_{wf}) = \left\{ m(p_i) - \left(\frac{1.637qT}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu_i C_{ti} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s' \right] \right\} - \left(\frac{1.637qT}{kh} \right) \log(t), \quad (7)$$

que por sua vez pode ser reescrita, definido $a = \left\{ m(p_i) - \left(\frac{1.637qT}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu_i C_{ti} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s' \right] \right\}$ e $b = \left(\frac{1.637qT}{kh} \right)$, de forma compacta como

$$m(p_{wf}) = a + b \log(t), \quad (8)$$

que é a equação de uma reta em um gráfico $m(p_{wf}) \times \log(t)$, com inclinação negativa cujo módulo é igual a

$$|b| = \frac{1.637qT}{kh}, \quad (9)$$

uma vez determinado $|b|$ da equação da reta, na Eq. (9) pode-se facilmente obter a permeabilidade média k da região drenada durante o teste.

$$k = \frac{1.637qT}{|b|h}. \quad (10)$$

Por sua vez o fator de película aparente, s' , é obtido da Eq. (6)

$$s' = 1,151 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{1h})}{|b|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2} \right) + 3,23 \right], \quad (11)$$

onde $m(p_{1h})$ é a pseudo-pressão no tempo de 1 hora.

Se o teste *drawdown* do poço produtor de gás durar tempo suficiente tal que a perturbação se propague até a fronteira externa do reservatório, atinge-se, por exemplo, o estado pseudo-permanente (*pss* – *pseudo-steady state*). Nesta condição, e introduzindo a notação $\Delta m(p) = m(p_i) - m(p_{wf})$, a solução da Eq. (6) é

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{711T}{kh} \ln \left(\frac{4A}{1,781C_A r_{wa}^2} \right) + \frac{2,356T}{(\mu c_g)_i \phi A h} t, \quad (12)$$

onde q a vazão do gás em Mscf/d, A a área de drenagem em pé², C_A o fator de forma, r_{wa} o raio da área de drenagem em pés e c_g a compressibilidade do gás em psi⁻¹.

Novamente, a equação anterior pode ser reescrita em termos da equação de uma reta, adicionalmente utilizando a notação $\Psi(p)$ para a pseudo-pressão $m(p)$, a equação linear formada é

$$\frac{\Delta \Psi(p)}{q} = a_{pss} + b' t, \quad (13)$$

que em um gráfico de $\frac{\Delta \Psi(p)}{q} \times t$ a linha reta tem interseção a_{pss} e inclinação b' dadas por

$$a_{pss} = \frac{711T}{kh} \ln \left(\frac{4A}{1,781C_A r_{wa}^2} \right), \quad (14)$$

$$b' = \frac{2,356T}{(\mu c_g)_i (VP)}, \quad (15)$$

em que $VP = \phi h A$.

Soluções aproximadas da equação que governa o escoamento de gases são obtidas para baixas pressões mediante o método p^2 e para altas pressões mediante o método p . Al-Hussainy e Ramey (1966) mostraram que quando a pressão é inferior a 2.000 psi(a) o produto μZ é quase constante e a Eq. (1) pode ser simplificado para $m(p) = \frac{p^2}{\mu Z}$. Os mesmos autores também demonstraram que para uma pressão superior a 3.000 psi(a) o produto μZ é linear com p tal que a Eq. (1) assume a forma $m(p) = \frac{2p}{\mu Z}$. Estas simplificações para a pseudo-pressão permitem soluções da equação do escoamento de gás no meio poroso diretamente para a pressão p do gás ao invés da pseudo-pressão $m(p)$, em que uma etapa adicional é necessária para determinar p .

O pseudo-tempo t_a , foi introduzido por Agarwal (1979) para linearização da equação do fluxo de gás o qual é definido como

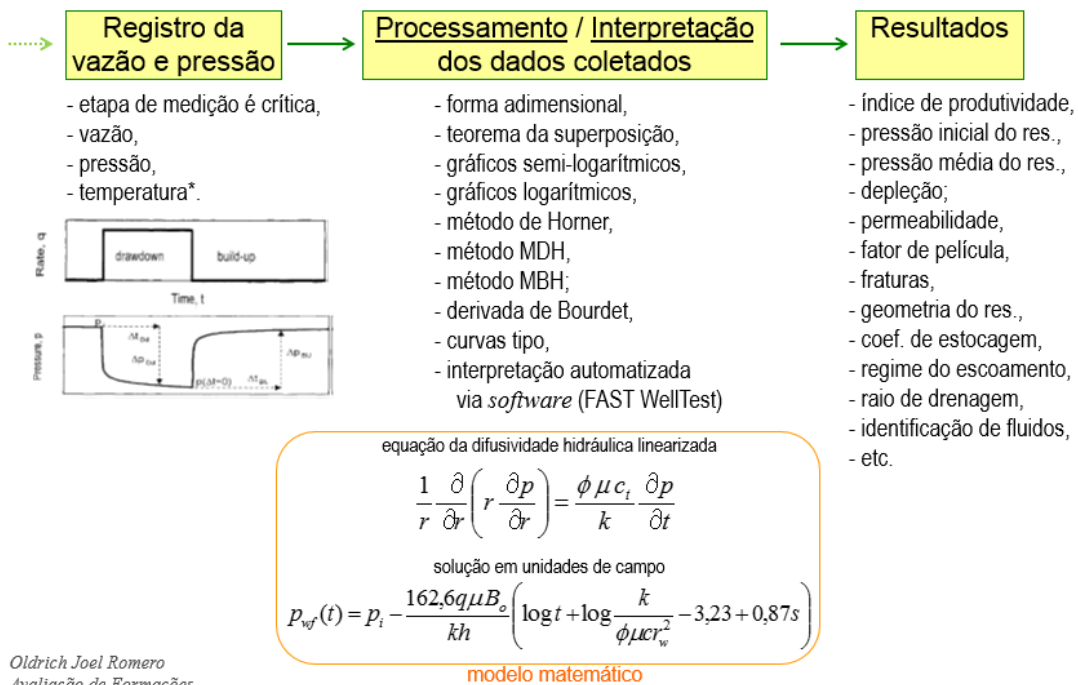
$$t_a = \int_0^t \frac{dt}{\mu(p)c_t(p)}. \quad (16)$$

3.3 Software para pós-processamento dos dados

Os testes de poços hoje são diferentes dos realizados a duas ou três décadas atrás, devido principalmente a utilização de computadores. Inicialmente os modelos analíticos eram utilizados para encontrar as soluções, mas nas últimas décadas, com o crescimento da utilização e da capacidade de processamento dos computadores, os métodos numéricos ganharam importância. Atualmente os cálculos raramente são

realizados manualmente e a procura por fórmulas em livros ou similares, são menos intensas. Quase tudo o que se precisa para interpretar os testes se encontram nos *softwares*, mas isso não significa que os testes de poços se tornaram mais fáceis, muito pelo contrário, como qualquer atividade de pesquisa que busca ir cada vez mais longe, com os testes de poços não foi diferente, desafios maiores são enfrentados rotineiramente.

De forma simplificada o processo do teste envolve quatro etapas, sendo elas: a) planejamento do teste, b) execução do teste, c) interpretação dos dados coletados e d) obtenção de resultados, cada uma com seus próprios desafios e dificuldades. A etapa de planejamento antecede à execução (ou registro de pressão conforme consta na Fig. 6). A etapa de interpretação dos dados coletados consiste no seu processamento utilizando gráficos semi-logarítmicos, gráficos logarítmicos, método de Horner, método MDH – Miller, Dyes e Hutchinson (1950), método MBH – Matthews, Brons e Hazebroek (1954), derivada de Bourdet (Bourdet *et al.*, 1983), curvas tipo (Agarwal *et al.*, 1970; Gringarten *et al.*, 1979), como principais. Estas ferramentas se encontram implementadas nos simuladores comerciais, sendo que antes do uso em grande escala dos computadores os procedimentos analíticos ou gráficos eram o padrão e a única escolha. As ferramentas de interpretação permitem obter resultados que, a depender do tipo de teste realizado, podem ser o índice de produtividade, pressão inicial do reservatório, pressão média do reservatório, depleção, permeabilidade, fator de película, fraturas, geometria do reservatório, coeficiente de estocagem, regime do escoamento, raio de drenagem, identificação de fluidos, dentre outros.



Oldrich Joel Romero
Avaliação de Formações

Figura 6. Etapas principais do teste de poço (Romero, 2015). A equação mostrada governa o escoamento de óleo moderadamente compressível no meio poroso.

Destaca-se que os testes de pressão são problemas de natureza inversa. A necessidade de resolver problemas deste tipo tem sido identificada em diversas áreas da ciência, e o comum em todos eles é que as soluções são múltiplas. Não havendo uma solução única, a escolha da que melhor representa, fisicamente o caso em estudo, requer experiência.

Neste trabalho o pós-processamento dos dados apresentados na Tabela 1 é obtido via *software* IHS WellTest® (IHS Welltest, 2018). O teste completo é formado por *drawdown*, *buildup* e *drawdown*, cada etapa com aproximadamente 500 dias de duração para um poço vertical produzindo em regime de fluxo radial. O *build-up* é utilizado para determinar a permeabilidade k e o fator de película s' .

4. Resultados e discussões

Conforme visualizado na Fig. 7, a etapa de produção de gás (representado pelas linhas contínuas com valores no eixo direito) a uma vazão constante de 0,1 MMscf/d (*drawdown* 1) se inicia em 04 de novembro

de 2015 e termina em 18 de março de 2017. A segunda etapa, que é quando o poço é fechado e a pressão medida no fundo do poço (losangos com valores no eixo esquerdo) começa a aumentar até se estabilizar (*buildup*), tem início em 18 de março de 2017 e fim em 31 de julho de 2018. Em uma segunda produção (*drawdown 2*) a vazão que é igual ao da fase 1, começa em 31 de julho de 2018 e termina em 13 de dezembro de 2019.

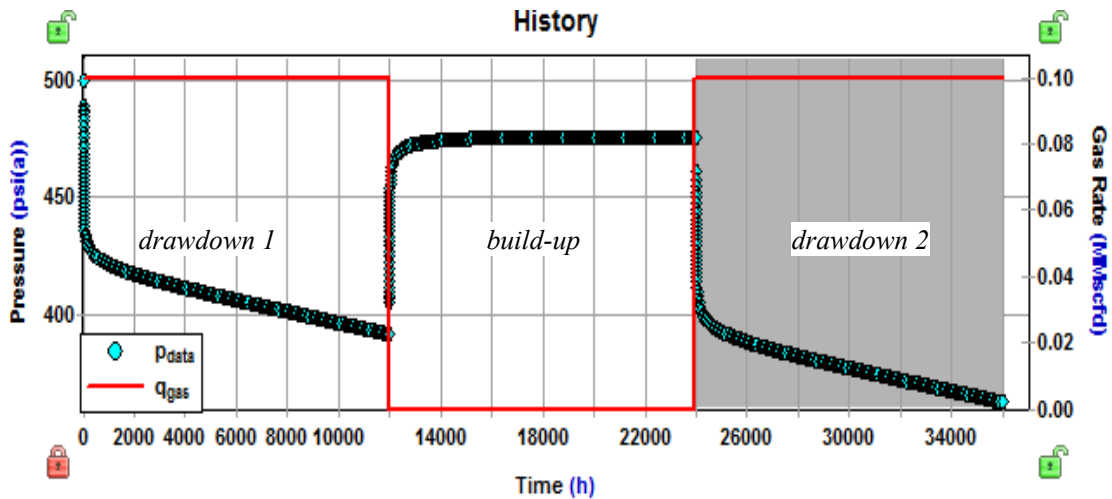


Figura 7. Pressão e vazão registrado no teste de poço.

Os dados coletados, mostrados de forma gráfica na Fig. 7, são pós-processados e apresentados nas formas de curva da razão entre a variação da pseudo-pressão dividida pela vazão ($\Delta\Psi/q$) e a curva da derivada de Bourdet (Derivative_{data} na figura), com o eixo horizontal do gráfico sendo Δt_a , resulta na Fig. 8. Analisando apenas a curva de $\Delta\Psi/q$ vs. Δt_a não é possível detectar com facilidade o comportamento característico do sistema poço-reservatório. Já com a utilização da derivada de Bourdet da curva $\Delta\Psi/q$ algumas características tornam-se evidentes. A teoria indica que para um poço produtor vertical a derivada de Bourdet é horizontal se o escoamento no meio poroso é radial

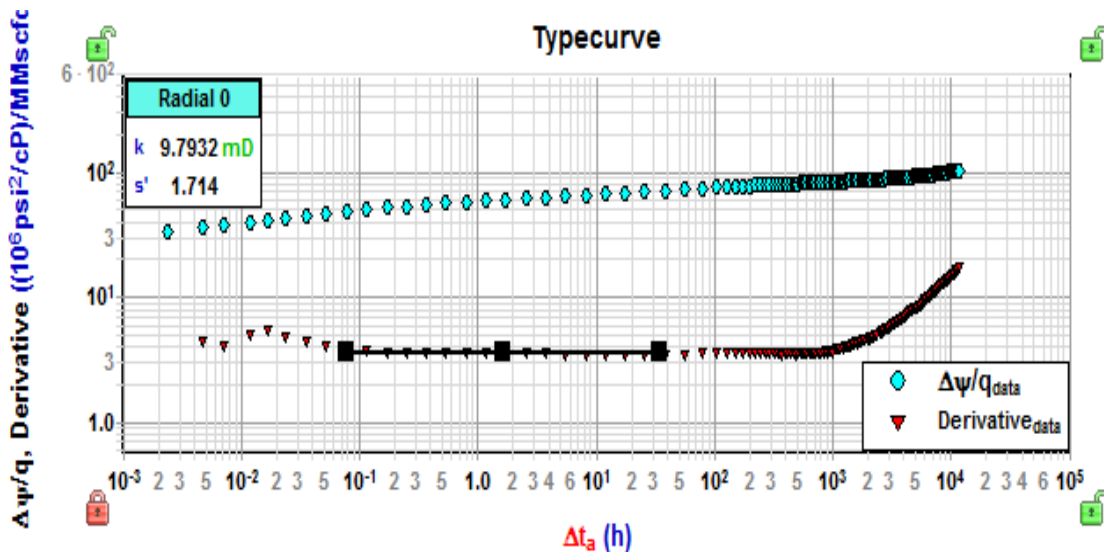


Figura 8. Curvas de: (i) razão entre a variação da pseudo-pressão e vazão, e (ii) derivada de Bourdet.

Desta forma, no ambiente do *software* IHS WellTest (IHS Welltest, 2018), há a necessidade de ajustar a reta para os pontos onde o escoamento é radial, abrangendo a maior parte dos pontos da curva que compõem uma tendência (horizontal) linear. Esses pontos são visados, pois os que fogem desta tendência possuem a maior probabilidade de estarem fora do fluxo radial e não serem, por consequência, representativos.

O posicionamento da reta pode ser realizado deslocando a reta azul clara mostrada na Fig. 9 ($\Delta\Psi/q \times \Delta t_a$) e deslocando a reta preta que está sobreposta à curva derivativa de Bourdet (triângulos invertidos vermelhos da Fig. 8 $Derivative_{data} \times \Delta t_a$).

Ao concluir o ajuste correto da linha horizontal obtém-se diretamente no *software*, conforme ilustra a Fig. 9, a permeabilidade igual a $k = 9,7932$ mD e fator de película aparente $s' = 1,714$. Isso é possível pois as equações apresentadas na subseção §3.2, e outras opções não comentadas, se encontram implementadas no simulador. A partir dos valores obtidos é possível verificar que o poço possui dano, visto que o fator de película é positivo e o valor de permeabilidade é muito baixo, o que condiz com reservatórios de *coalbed gas methane* (Kuuskraa e Haas, 1988).

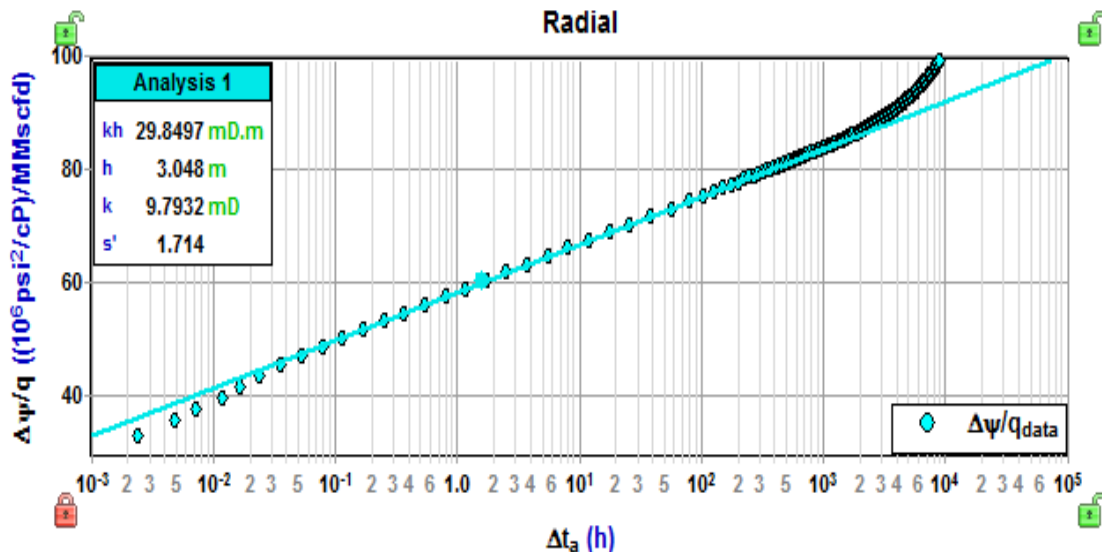


Figura 9. Análise do escoamento radial de gás.

5. Conclusões

O *software* IHS WellTest se mostrou uma ferramenta poderosa, rápida e de grande ajuda na obtenção da permeabilidade média e fator de película em reservatórios de gás a partir de um conjunto de dados de pressão e vazão ao longo do tempo. Estes parâmetros, permeabilidade média e fator de película, podem ser obtidos fazendo os cálculos em uma planilha de dados, entretanto é uma tarefa que requer tempo e ainda está sujeita a erros.

Outra vantagem do *software* é a possibilidade de ajuste manual da curva, o que minimiza os erros das variáveis calculadas, tendo em vista que o usuário consegue determinar se os pontos estão ou não alinhados por análise visual.

Os dados obtidos no presente trabalho corroboram a importância do mesmo, pois a partir dos valores de permeabilidade e fator de película é possível determinar se a capacidade de produção do poço foi ou não prejudicada.

Agradecimentos

Os autores agradecem à *Fekete Associates* pelo fornecimento da licença acadêmica do *software* IHS WellTest® e ao capítulo estudantil SPE-UFES pela obtenção do acesso à plataforma OnePetro, sem os quais a realização deste trabalho não seria possível.

Referências bibliográficas

Agarwal, R. G. *A new method to account for production time effects when drawdown type curves are used to analyze buildup and other test data*. SPE 9289, 1979.

Agarwal, R. G.; Al-Hussainy, R.; Ramey, H. J. Jr. *An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow. i: analytical treatment*. Society of Petroleum Engineers. SPE-2466, 1970.

- Ahmed, T.; Meehan, D. N. *Advanced reservoir management and engineering*. Waltham, MA, Ed. Elsevier. 2 ed., p. 325-326, 2011.
- Al-Hussainy, R.; Ramey, H. J. Jr. *Application of real gas flow: theory to well testing and deliverability forecasting*. Journal of Petroleum Technology, May 1966.
- Al-Jubori, A.; Johnston, S.; Boyer, C.; Lambert, S. W.; Bustos, O. A.; Pashin, J. C.; Wray, A. *Coalbed Methane: Clean Energy for the World*. Oilfield Review Summer 2009: 21, nº2. Schlumberger. 2009.
- Aminian, K.; Ameri, S.; Bhavsar, A. *Type Curve-Based Production Prediction Tool for CBM Prospects*. SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2007.
- Aminian, K.; Ameri, S.; Bhavsar, A.; Sanchez, M.; Garcia, A. *Type curves for coalbed methane production prediction*. SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2004.
- Bourdet, D. P.; Whittle, T. M.; Douglas, A. A.; Pirard, Y. M. *A new set of type curves simplifies well test analysis*. World Oil 196, 1983.
- Dawson, M. *Coalbed Methane: Understanding Key Reservoir Properties and their Influence on Producibility*. Dawson Energy Advisors Ltd., 2013.
- Garuzzi, R. P.; Romero, O. J. Abordagem analítica e computacional do teste drawdown. Lajer, v. 1, p. 39-45, 2014. DOI: <https://doi.org/10.21712/lajer.2014.v1.n1.p39-45>
- Garuzzi, R. P.; Romero, O. J. Testes de pressão em reservatórios de gás. 7º PDPETRO, 2013.
- 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*. Society of Petroleum Engineers. SPE- 8205, 1979.
- IEA (2016). *World Energy Outlook 2016*. IEA, Paris, 2016.
- Kuuskräa, V. A.; Haas, M. R. *Natural gas from low permeability formations*. Gas Technology Symposium of the Society of Petroleum Engineer. Society of Petroleum Engineers, 1988.
- Matthews, C. S., Brons, F.; Hazebroek, P. *A method for determination of average pressure in a bounded reservoir*. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. AIME 201, 1954.
- Miller, C. C.; Dyes, A. B.; Hutchinson, C. A. *The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom hole pressure build-up characteristics*. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. AIME 189. 1950.
- Puri, R.; Yee, D. *Enhanced Coal bed Methane Recovery*. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Society of Petroleum Engineers, 1990.
- Ramharter, C.; Bastos, I. C. Impacto dos métodos de estimulação em regiões danificadas. 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2013.
- Romero, O. J. Avaliação de formações. Notas de aula. Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES. 2015.
- USGS. *Coal-Bed Methane: Potential and Concerns*. 2000. Disponível em: <<https://pubs.usgs.gov/factsheet/fs123-00/>>. Acesso em: 10 nov. 2017.
- IHS Welltest <<https://ihsmarket.com/products/welltest-reserve-pta-software.html>> Acesso em: 01 feb. 2018.