

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

APLICAÇÃO DE TESTES DE DRAWDOWN PARA ESTIMAR PERMEABILIDADE, DANO NA FORMAÇÃO, ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE E EFICIÊNCIA DE FLUXO: CASO APLICADO À BACIA DE ORINOCO NA VENEZUELA

AUTORES:

Wanessa k. Lima e Silva¹, Maria Estefani B. De Barros¹, Larissa S. Silveira¹, Ana Karolina Lacerda Lobo¹, Vando José Costa Gomes¹, Emanuele D. Valente Duarte¹, José Leão De Luna¹, Laura Estefania Guerrero-Martin¹, Camilo Andrés Guerrero-Martin¹.

INSTITUIÇÃO:

¹Faculdade de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo, LOTEPE, Campus Salinópolis, UFPA

APLICAÇÃO DE TESTES DE DRAWDOWN PARA ESTIMAR PERMEABILIDADE, DANO NA FORMAÇÃO, ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE E EFICIÊNCIA DE FLUXO: CASO APLICADO À BACIA DE ORINOCO NA VENEZUELA

Resumo

Para se ter conhecimento da capacidade de produção de um reservatório e o incremento dos seus recursos (óleo e gás), são, frequentemente, efetuados testes de pressão em poços. Diante disso, o presente trabalho apresenta a metodologia aplicada para conhecer parâmetros de reservatórios tais como: permeabilidade, dano na formação, índice de produtividade e eficiência de fluxo. Sob esse viés, foram utilizados dados sintéticos de testes de *drawdown* feitos no cinturão petrolífero de Orinoco na Venezuela, a qual possui elevada quantidade de reserva de barris de petróleo pesado e extrapesado. Portanto, foram efetuados dois casos de testes que consistiram em analisar as propriedades do sistema poço/reservatório, o primeiro foi durante uma queda de pressão e o segundo foi ao decorrer de uma restauração de pressão. Os resultados obtidos do teste de queda de pressão expressaram uma alta permeabilidade de 73.183 mD e uma eficiência de fluxo de 1,96, para o teste de restauração de pressão, a permeabilidade e a eficiência de fluxo foram, respectivamente, 405.899 e 1,532. Ambos os casos, demonstraram não haver dano na formação, logo, os poços estavam estimulados, uma vez que, para o caso 1 e o caso 2, o fator *skin* e o índice de produtividade corresponderam à -2,9803; 1,1685 e -3,002; 5,78, respectivamente. Diante do exposto, esse trabalho poderá ser usado como insumo nos cursos básicos, intermédios e avançados sobre testes de poço, uma vez que, o mesmo apresenta uma visão didática de atividades de poço que permitem a compressão adequada da abordagem e da interpretação destes exemplos de testes.

Palavras-chave: Indústria do Petróleo, Pressão de Poço, Teste de Drawdown, Reservatórios, Teste de Poço.

Abstract

To know the production capacity of a reservoir and the increment of its resources (oil and gas), pressure tests are often performed in wells. Therefore, this paper presents the methodology applied to learn reservoir parameters such as permeability, formation damage, productivity index and flow efficiency. In this regard, synthetic data from *drawdown* tests conducted in the Orinoco oil belt in Venezuela were used, which has a large amount of reserves of heavy and extra-heavy oil barrels. The present work carried out two test cases that consisted of analyzing the properties of the well/reservoir system, the first during a pressure drop and the second during a pressure restoration. The results obtained from the pressure drop test expressed a high permeability of 39,144 mD and a flow efficiency of 2.799, for the pressure restoration test, the permeability and flow efficiency were 405,899 and 1.522 respectively. Both cases, showed no damage to the formation, so the wells were stimulated, since for case 1 and case 2, the *skin* factor and the productivity index corresponded to -2.6675; 1,1685 and -3,002; 5,78, respectively. Given the above, this work may be used as input in basic, intermediate and advanced courses on well testing, since, it presents a didactic view of well activities that allow the proper compression of the approach and interpretation of these test examples.

Keywords: Oil Industry, Well Pressure, Drawdown Test, Reservoirs, Well Test.

Introdução

A avaliação qualitativa e quantitativa do potencial de um campo petrolífero vai descrever sua capacidade de produção e o incremento dos seus recursos, isso é possível através da aquisição de dados confiáveis do gerenciamento do campo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Diante do exposto, para a obtenção de tais informações, é utilizado com frequência testes de pressão em poços produtores e injetores, sendo necessário, portanto, conhecimento da engenharia do poço, do reservatório e da exploração (ROSA; CORREA, 1987). Em conjunto com os equipamentos de medição adequados, estes testes permitem determinar os parâmetros do reservatório como, a permeabilidade, a porosidade, os danos na formação, o índice de produtividade, a eficiência de fluxo, dentre outros. Para efetuar um teste, é crucial que haja a medição, em diferentes intervalos de tempo, da pressão que confronta a formação produtora (P_{wf}) e a vazão dos fluidos na superfície (q), enquanto a formação produz livremente o fluido (HORNE, 1990; YIN et al., 2019). Estes dados são analisados com o auxílio da solução da equação da difusividade, em unidades de campo, que governa o escoamento de óleo moderadamente compressível em meio poroso (Eq. 1) (MILLER; DYES; HUTCHINSON, 1950; CHAUDHRY, 2004). Portanto, entende-se que os estudos desses testes são de extrema importância, uma vez que, os resultados obtidos são decisivos na confirmação da existência de hidrocarbonetos em um campo, nas propriedades do reservatório e na necessidade de estimulação dos poços, de modo geral, são cruciais nas decisões de investimentos ou abandono de um campo (ROMERO; GARUZZI, 2015; IDUDJE; ADEWOLE, 2020).

O desenvolvimento dos testes pode ser efetuado em todas as fases da vida produtiva de um reservatório, descrito em quatro etapas, sendo elas: a) planejamento de teste, b) execução do teste, c) interpretação dos dados coletados e d) resultados (Fig. 1). Dentre os principais testes aplicados na indústria do petróleo, destaca-se o *drawdown* que é designado durante um período de fluxo, logo, ele consiste em medir a pressão do poço perante a uma vazão constante, ocasionando em um declínio da pressão no reservatório com o tempo (Fig. 2a). Normalmente, antes de iniciar o teste, a vazão do poço se encontra em um estado estacionário (*shut in*) por um período de tempo suficiente até que a pressão ao longo da formação seja estática (Fig. 2b). A partir desse método, é possível determinar o volume de poros na área de drenagem do poço e obter a permeabilidade média do reservatório na área de atuação, bem como avaliar o nível de dano gerado devido a perfuração e as práticas de completação. (AHMED; MCKINNEY, 2005; GARUZZI; ROMERO, 2014).

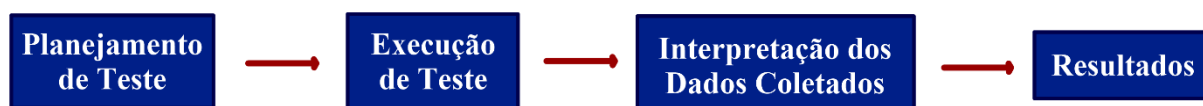


Figura 1. Processo simplificado das etapas de um teste de poço (ROMERO e GARUZZI, 2015).

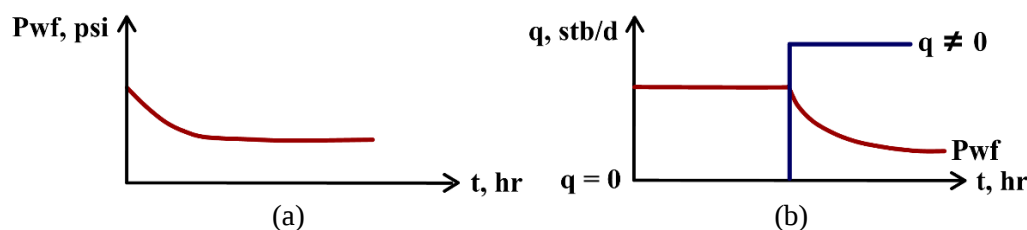


Figura 2. Representação dos testes de *drawdown*: pressão de fundo de poço (a); Representação da vazão antes e após o início do teste de *drawdown* (b).

De acordo com o relatório anual de 2010 da Organização do Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a Venezuela, hoje, é o país com maior quantidade de petróleo do mundo, tendo reservas provadas de 296,5 bilhões de barris, o que corresponde a 24,8% das reservas do cartel petrolífero. Sua

principal reserva está localizada no cinturão do Orinoco, situada no centro leste da Venezuela, esta reserva é dividida em quatro grandes áreas, chamadas Boyaca, Junín, Ayacucho e Carabobo. A faixa petrolífera de Orinoco é um grande reservatório com 55.314 km² de extensão e uma área de exploração atual de 11.593 km², caracterizado por abrigar petróleo pesado e extrapesado, ele é considerado um dos maiores do mundo. O reservatório é descrito pela Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e pelo governo venezuelano como um gerador potencial de desenvolvimento no quesito social, industrial, econômico e tecnológico (PDVSA, 2010).

Sob esse viés, este trabalho objetiva determinar, através de testes sintéticos de *drawdown* e técnicas analíticas, algumas propriedades de reservatório no cinturão petrolífero de Orinoco como, a permeabilidade, verificar se há dano na formação, o índice de produtividade e a eficiência de fluxo.

Metodologia

Formulação Analítica

Dentro de um sistema de poço/reservatório (Fig. 4), existe um perfil de pressão e, por conseguinte, os testes de pressão em poços são fundamentados na utilização da equação da difusividade, que descrita na forma logarítmica, é reproduzida pela seguinte equação:

$$P_{wf}(t) = P_i - 162,6 \frac{q_0 \beta_0 \mu_0}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_0 c_t r_w^2}\right) - 3,228 + 0,8686s \right] \quad (1)$$

A equação é representada em um gráfico semi-log de pressão versus o tempo, onde $P_{wf}(t)$ é a pressão de fundo de poço em função do tempo, P_i é a pressão inicial do reservatório, q é a vazão de produção, k é a permeabilidade, ϕ é a porosidade, r_w é o raio do poço e s é o fator de película da formação. Para o cálculo da permeabilidade (Eq. 2), é necessário a determinação da inclinação da reta (m) a qual corresponde à diferença de pressão limite por ciclo.

$$k = 162,6 \frac{q_0 \beta_0 \mu_0}{mh} \quad (2)$$

O cálculo do fator de película que irá descrever se há dano na formação (Eq. 3). A partir do cálculo da variação de pressão *skin* (Eq. 4), é possível determinar a eficiência do fluxo (Eq. 5), logo:

$$s = 1,151 \left[\frac{p_1 - p_{wf}(h=1hr)}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu_0 c_t r_w^2}\right) - 3,228 \right] \quad (3)$$

$$(\Delta P)_{skin} = 0,869 * m * s \quad (4)$$

$$EF = \frac{p_1 - P_{wf} - \Delta P_s}{p_1 - P_{wf}} \quad (5)$$

Para se ter conhecimento da capacidade de fluxo de uma formação (Eq. 6). Cálculo da constante da difusividade (Eq. 7). Determinação do tempo de produção (Eq. 8) e índice de produtividade (Eq. 9)

$$CF = kh \quad (6)$$

$$n = \frac{0,000264K}{\phi \mu_0 c_t} \quad (7)$$

$$T_p = \frac{N_p}{q_0} \quad (8)$$

$$J = \frac{q_0}{p_i - P_{wf}} \quad (9)$$

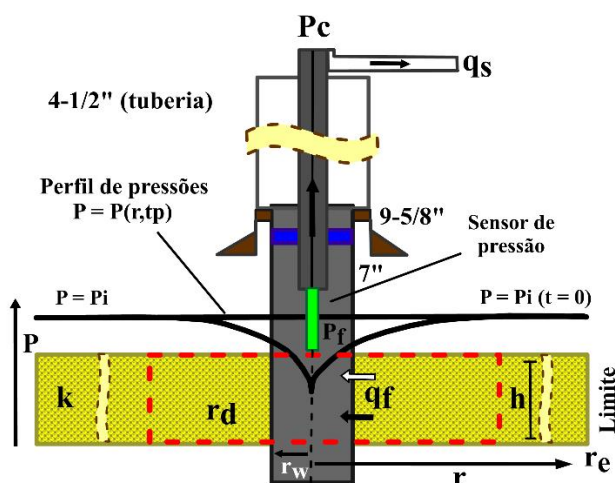


Figura 3. Representação simplificada de um sistema poço/reservatório.

Casos de Testes

Para a análise do *drawdown*, os dados utilizados se fundamentam nas informações de pressão de fundo de poço e a vazão constante, durante variados instantes de tempo, como descrito pela literatura de Ahmed e Meehan (2011). Diante disso, dois casos de testes sintéticos são apresentados para verificar os resultados obtidos com as expressões e técnicas propostas. O primeiro corresponde ao teste de declínio de pressão e o segundo demonstra a restauração de pressão em um poço.

Caso 1: Declínio de pressão

A Tabela 1 exibe os dados de um teste de declínio de pressão de um poço de petróleo. Antes do teste, os parâmetros de produção eram: pressão inicial do reservatório $p_i = 4000$ psi(a) e a vazão da produção constante $q_0 = 430$ STB/D. As propriedades do reservatório descrevem: raio do poço $r_w = 0,198$ ft, compressibilidade total $C_t = 2 \times 10^{-5}$ psi(a) $^{-1}$, porosidade $\phi = 20\%$, espessura do reservatório $h = 69$ ft. Para as propriedades do fluido, cita-se: viscosidade do óleo $\mu_o = 5000$ cP e fator volume formação do óleo $\beta_0 = 1,04$ RB/STB.

Tabela 1. Dados do primeiro caso de teste *drawdown*.

$\Delta t(\text{hr})$	$P_{wf}(\text{psi})$	$\Delta t(\text{hr})$	$P_{wf}(\text{psi})$	$\Delta t(\text{hr})$	$P_{wf}(\text{psi})$	$\Delta t(\text{hr})$	$P_{wf}(\text{psi})$	$\Delta t(\text{hr})$	$P_{wf}(\text{psi})$	$\Delta t(\text{hr})$	$P_{wf}(\text{psi})$
0,85	3975	4,8	3808	13,5	3766	35,7	3738	89,2	3708	222,9	3673
1,1	3899	5,76	3799	17,4	3758	42,9	3731	106,9	3703	265	3661
1,97	3853	6,95	3791	20,5	3755	51,6	3726	128	3696	320	3647
2,78	3835	8,39	3784	25	3748	62	3720	155	3689	384	3632
4,05	3815	10,5	3775	29,9	3743	74,1	3715	186	3680	89,2	3708

Caso 2: Restauração da Pressão

A Tabela 2 mostra os dados de um teste de restauração da pressão de um poço de petróleo. Antes do teste, os parâmetros de produção eram: pressão de fundo $P_{wf} = 2950$ psi(a) e a vazão da produção constante $q_0 = 600$ STB/D. As propriedades do reservatório descrevem: raio do poço $r_w = 0,358$ ft, compressibilidade total $C_t = 1 \times 10^{-5}$ psi(a) $^{-1}$, porosidade $\phi = 20\%$, espessura do reservatório $h = 65$ ft. Para as propriedades do fluido, cita-se: viscosidade do óleo $\mu_o = 4500$ cP, fator volume formação do óleo $\beta_0 = 1,25$ RB/STB e reservas de óleo $N_p = 20500$ BN.

Tabela 2. Dados do segundo caso de teste *drawdown*.

Δt (hr)	P_{wf} (psi)	Δt (hr)	P_{wf} (psi)	Δt (hr)	P_{wf} (psi)	Δt (hr)	P_{wf} (psi)	Δt (hr)	P_{wf} (psi)	Δt (hr)	P_{wf} (psi)
0,004	2958	0,017	2973,7	0,049	2979,9	0,374	2994	6	3030,5	11,1	3042
0,006	2964	0,02	2974,6	0,063	2981,6	0,6	2998	6,8	3033	12,4	3043,9
0,008	2968	0,025	2976,1	0,08	2983,2	1	3004	7,5	3034,4	14,5	3046,7
0,011	2970,4	0,03	2977,3	0,13	2986	2	3013,5	8,6	3036,9	17,2	3050
0,014	2972,4	0,038	2978,5	0,2	2989	4	3024	9,8	3039,5	20,8	3058

Resultados e Discussão

Para o primeiro caso, todos os parâmetros calculados foram dispostos na Tabela 3. Utilizando o ciclo de 10 a 100, a inclinação da reta se deu em 72 psi/ciclo, para a permeabilidade, o resultado foi de 73.183 mD. A pressão em 1 hora resultou, graficamente, em 3845 psi, logo, o cálculo de fator *skin* resultou em -2,9803, o que determina poço estimulado e sem danos na formação, pois o valor foi abaixo de zero (ESCOBAR; PALOMINO; JONGKITTINARUKORN, 2020). O resultado do ΔP_s foi -186,468, acarretando em uma eficiência de fluxo de 1,96, sendo ela acima de 1, portanto, há claros indícios de estimulação de poço. Para a capacidade de fluxo na formação, o valor foi 5.049.633, para a constante de difusividade, 966,017 e índice de produtividade resultando em 1,1685.

Tabela 3. Parâmetros calculados do primeiro caso.

m (psi/ciclo)	K (mD)	S	ΔP_s (psi)	EF	CF	n	J
72	73.183	-2,9803	-186,468	1,96	5.049.633	966,017	1,1685

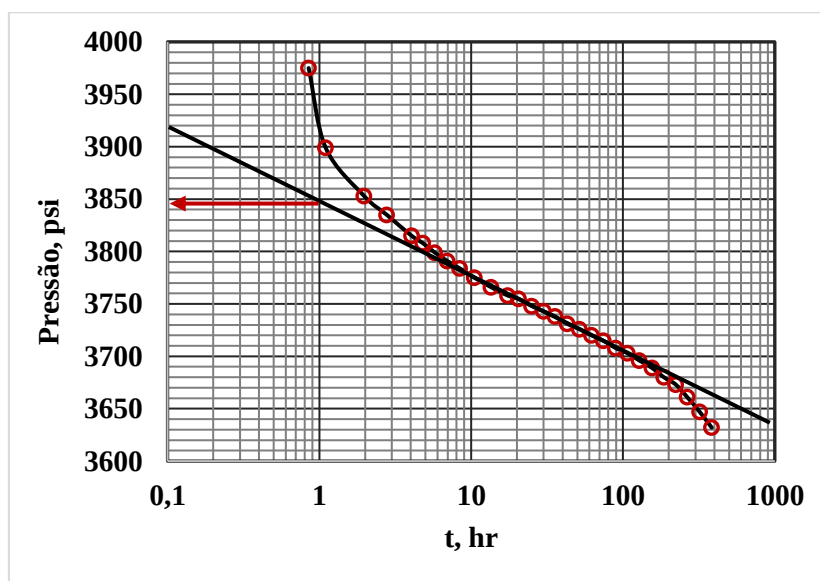


Figura 4. Gráfico semi-log da queda de pressão.

O gráfico (Fig. 4) demonstra uma estimulação, sendo possível evidenciar no comportamento da curva na escala semi-logarítmica, essa interpretação se confirma nos resultados obtidos a partir da análise do teste, onde o fator *skin* apresenta um valor negativo, e a eficiência de fluxo, um valor positivo, que caracteriza uma estimulação (RAMHARTER; BASTOS, 2011). Esse aspecto pode ser resultado de uma fratura hidráulica ou acidificação, todavia, para essa determinação, o resumo do poço deve ser revisto. Portanto, supõe-se que o teste foi aplicado após um processo de estimulação, onde a eficiência de fluxo, da formação para o poço, foi afetada positivamente. Todavia, com o fator de película próximo ao zero, há uma tendência de haver dando na formação com o passar do tempo.

Para o segundo caso, fez-se necessário calcular o tempo de produção (Eq. 8), afim de desenvolver a Tabela 4 e, posteriormente, o gráfico semi-log do teste (Fig. 5).

Tabela 4. Dados do gráfico semi-log para restauração de pressão.

t(h)	Δt (hr)	t+ Δt (hr)	t+ Δt / Δt (hr)	P _{wf} (psi)	t(h)	Δt (hr)	t+ Δt (hr)	t+ Δt / Δt (hr)	P _{wf} (psi)
820	0,004	820,004	205001	2958	820	0,374	820,374	2193,513	2994
820	0,006	820,006	136667,7	2964	820	0,6	820,6	1367,667	2998
820	0,008	820,008	102501	2968	820	1	821	821	3004
820	0,011	820,011	74546,45	2970,4	820	2	822	411	3013,5
820	0,014	820,014	58572,43	2972,4	820	4	824	206	3024
820	0,017	820,017	48236,29	2973,7	820	6	826	137,6667	3030,5
820	0,02	820,02	41001	2974,6	820	6,8	826,8	121,5882	3033
820	0,025	820,025	32801	2976,1	820	7,5	827,5	110,3333	3034,4
820	0,03	820,03	27334,33	2977,3	820	8,6	828,6	96,34884	3036,9
820	0,038	820,038	21579,95	2978,5	820	9,8	829,8	84,67347	3039,5
820	0,049	820,049	16735,69	2979,9	820	11,1	831,1	74,87387	3042
820	0,063	820,063	13016,87	2981,6	820	12,4	832,4	67,12903	3043,9
820	0,08	820,08	10251	2983,2	820	14,5	834,5	57,55172	3046,7
820	0,13	820,13	6308,692	2986	820	17,2	837,2	48,67442	3050
820	0,2	820,2	4101	2989	820	20,8	840,8	40,42308	3058

Os parâmetros calculados do teste foram expostos na Tabela 5. Levando em consideração o ciclo de 1000 a 10000, obteve-se o m no valor de 20,8 psi/ciclo, para a permeabilidade calculada, verificou-se 405.899 mD, sendo ela, alta. Com o cálculo do tempo, a pressão de 1 hora resultou, graficamente, em 3004 psi, portanto, foi possível obter o fator $skin$ no valor de -3,002, o que descreve não haver dano na formação, uma vez que o dígito deu negativo, o que ocasionou em um ΔP_s de -54,265. Posteriormente, através do gráfico, foi possível extrair a pressão inicial $P^* = 3054$ psi e, em seguida, determinar a eficiência do fluxo em 1,522, sendo ela acima de 1, determina-se que o poço está estimulado e sem danos na (ESCOBAR; PALOMINO; JONGKITTINARUKORN, 2020). A capacidade de fluxo na formação resultou em 26.383.413, a constante de difusividade em 9.158,74 e o índice de produtividade se estabeleceu com 5,78.

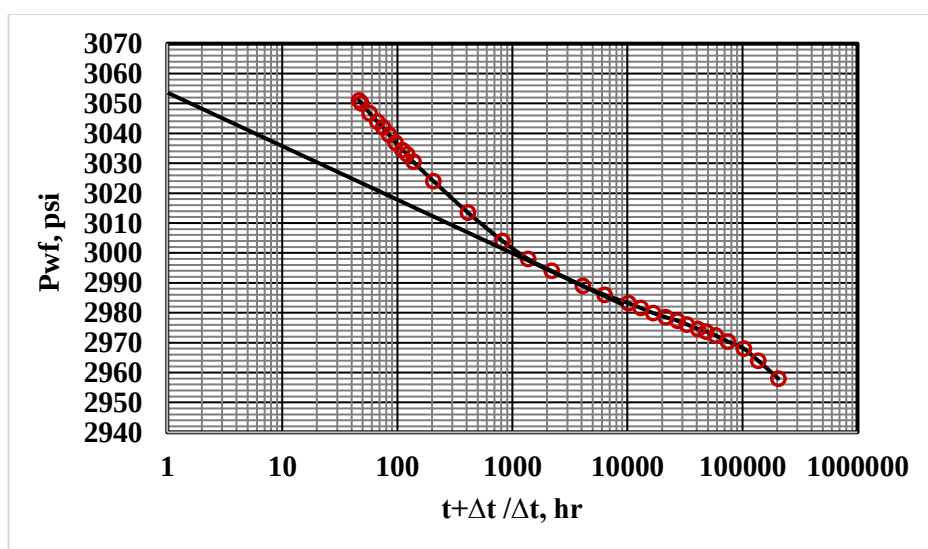


Figura 5. Gráfico semi-log da restauração de pressão.

Tabela 5. Parâmetros calculados do segundo caso.

<i>m</i> (psi/ciclo)	<i>K</i> (mD)	<i>S</i>	ΔPs (psi)	<i>EF</i>	<i>CF</i>	<i>n</i>	<i>J</i>
20,8	405.899	-3,0022	-54,265	1,522	26.383.413,5	9.158,74	5,78

Ao analisar o gráfico (Fig. 5), evidencia-se a tendência de demonstrar dano na formação, todavia, quando são realizados os cálculos, observa-se que o fator *skin* aloja um valor negativo e a eficiência de fluxo é maior que 1, logo, isso é suficiente para deduzir estimulação com a permeabilidade da região do poço incrementada (RAMHARTER; BASTOS, 2011) e que a tendência do gráfico não está relacionada à danos e sim ao efeito de armazenamento ou preenchimento do poço, portanto, esse efeito iria se esvaír com o tempo. Ou seja, o poço foi submetido a uma estimulação que afetou a eficiência do fluxo da formação, portanto, seria aconselhável efetuar um novo teste com a utilização de medidores de fundo de poço, uma vez que estes não seriam afetados pelo efeito de armazenamento e permitiriam obter dados mais fiéis à realidade do poço.

O índice de produtividade se apresentou maior no segundo caso, uma vez que há uma menor diferença de pressão e uma maior vazão, por conseguinte, o incremento da permeabilidade, também, é mais elevado no caso 2, levando a concluir que este poço está mais estimulado do que o poço do primeiro caso. Isso também se consolida quando se analisa o fator de película de ambos, onde é verificado que o *s* do caso 1 está mais próximo do zero, tendendo a possuir dano na formação.

Conclusões

O estudo de testes de pressão se mostrou eficiente e extremamente importante na descrição do reservatório, uma vez que, através deles, é possível estimar a capacidade de produção, a perda de energia do reservatório e o incremento dos seus recursos. Os resultados obtidos são essenciais para estudos ligados à indústria do petróleo pois são cruciais nas decisões de investimentos ou abandono de um campo, onde, a partir da descrição de parâmetros como, a permeabilidade, o fator *skin* e a eficiência do fluxo, o reservatório pode ser classificado quanto ao, seu índice de produtividade, dano na formação e a necessidade de estímulo.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Infraestrutura da Universidade Federal do Pará (LABINFRA – UFPA) pelo apoio ao projeto aqui realizado.

Referências Bibliográficas

- AHMED, T.; MCKINNEY, P. D. **Advanced Reservoir Engineering**. Massachussets: Editora Elsevier. 1. ed, 2005.
- AHMED, T.; MEEHAN, D. N. **Advanced reservoir management and engineering**. Waltham, MA, Ed. Elsevier. 2 ed., p. 325-326, 2011.
- CHAUDHRY, A. U. **Oil Well Testing Handbook**. Elsevier Inc. 2004.
- ESCOBAR, F. H.; PALOMINO, A. M.; JONGKITTINARUKORN, K. **Average reservoir pressure determination from drawdown tests by the tds technique**. Petroleum & Coal, 61(6), 2019.

GARUZZI, R. P.; ROMERO, O. J. **Abordagem analítica e computacional do teste drawdown**. Latin American Journal of Energy Research, v. 1, p. 39-45. DOI: 10.21712/lajer. 2014.v1.n1.p39-45, 2014.

HORNE, R. N. **Modern Well Test Analysis**. Petroway Inc. Stanford, 1990

IDUDJE, E. H.; ADEWOLE, E. S. **A new test analysis procedure for pressure drawdown test of a horizontal well in an infinite-acting reservoir**. Nigerian Journal of Technology, 39 (3), 816-820, 2020.

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.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA SA (PDVSA), 2010. Reporte de Gestión 2009. Acessado em: 10/09/2022. Disponível em: <www.pdvsa.com>.

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.; GARUZZI, R. P. **Testes de pressão em reservatórios de óleo e gás**. Novas edições acadêmicas, v. 1, 113p, 2015.

ROSA, J. A. D.; CARVALHO, A. J.; XAVIER, R. D. S. **Petroleum Reservoir Engineering**. Rio de Janeiro, 2006.

ROSA, J. A.; CORREA, A. C. F. **Análise de Testes de Pressão em Poços**. Apostila Petrobras – março, 1987.

YIN, Z.; WAN, Q. C.; GAO, Q.; LINGA, P. **Effect of pressure drawdown rate on the fluid production behaviour from methane hydrate-bearing sediments**. Applied Energy, 271, 115195, 2020.