

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise de Testes de Pressão em Poços Horizontais em Reservatórios de Baixa Permeabilidade Portadores de Gás

AUTORES:

João Paulo Corguinha Gripp, Adolfo Puime Pires

INSTITUIÇÃO:

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP
Universidade Estadual do Norte Fluminense - UENF

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

ANÁLISE DE TESTES DE PRESSÃO EM POÇOS HORIZONTAIS EM RESERVATÓRIO DE BAIXA PERMEABILIDADE PORTADORES DE GÁS

Abstract

Recent discoveries of gas reservoirs in Brazil show very low permeability. These reservoirs should be exploited through horizontal wells to increasing exposed area to flow. Beside this, due to growing demand for natural gas it is fundamental to obtain accurate information about reservoir properties. In this sense, pressure transient analysis uses porous media flow theory for the calculation of reservoir parameters such as permeability, skin factor and initial pressure. A major difficult that arises in the development of analytical solutions for gas reservoirs is the high dependence of gas compressibility and viscosity on pressure. Thus, partial differential equations that model porous media flow are non-linear. On the other hand, the major tool for comparison between gas well productivities is the absolute-open-flow (AOF), which represents the maximum flow rate that a well can produce subjected to atmospheric pressure at sandface. In this paper, comparisons were done between calculated AOF using flow-after-flow (FAF) and calculated through isochronal modified test, with and without extended flow to analyze influence of the flow regimes in results. Large discrepancies were seen, suggesting that AOF is not an appropriate parameter to compare horizontal wells performance, especially in low permeability reservoirs.

Introdução

O gerenciamento e acompanhamento das jazidas de hidrocarbonetos dependem da obtenção periódica de dados confiáveis que permitam validar e corrigir os modelos adotados para determinado reservatório. Uma das principais ferramentas para a coleta dessas informações são os testes de pressão em poços, que permitem conhecer parâmetros de reservatórios (permeabilidade e dano) e o nível de pressão estática (ou média) do campo (ou área de drenagem). De posse destas informações, é possível também analisar a potencialidade de uma formação, avaliar as reservas disponíveis de hidrocarbonetos e prever a produção dos fluidos existentes nos reservatórios. Por exemplo, na descoberta de novos campos, as decisões sobre investimento dependem fundamentalmente dos resultados da interpretação dos testes em poços pioneiros. Há mais de meio século são desenvolvidos modelos analíticos que buscam interpretar dados de pressão e vazão contra o tempo com o objetivo de calcular propriedades das rochas e dos fluidos de um campo de petróleo. O domínio da teoria de fluxo de fluidos em meios porosos é imprescindível para o desenvolvimento desses modelos. Nas últimas décadas, com o crescimento da utilização e da capacidade de processamento dos computadores, os métodos numéricos ganharam importância nessa área, especialmente a integração com os estudos de caracterização e de simulação de reservatórios.

Recentemente, o gás natural aumentou sua participação na matriz energética brasileira, especialmente por ser uma fonte de energia menos poluente que o petróleo. É possível encontrar gás natural de duas formas: associado à produção de petróleo (denominado gás associado) e não associado, ou seja, uma jazida portadora exclusivamente de gás em condições (pressão e temperatura) de reservatório.

O principal parâmetro usado na comparação da produtividade entre poços de gás é o *absolute-open-flow* (AOF), que representa a maior vazão que um poço pode produzir submetido à pressão atmosférica. O AOF é calculado através de um gráfico log-log da vazão contra a diferença da pressão, onde n é a inclinação da reta.

Os testes usados para calcular o AOF são denominados testes de contra-pressão e os mais conhecidos são (LEE e WATTENBARGER, 1996):

Flow-After-Flow (FAF): esse teste também é chamado de "*backpressure*" ou de "*four point test*". O poço é submetido a uma sequência de períodos de vazão crescente e por último a um período de estática. Em princípio, cada período de fluxo dura até que o regime dominado por fronteiras (regime permanente ou pseudo-permanente) seja atingido, não sendo necessário que cada período tenha a mesma duração.

Isócrono: criado com objetivo de reduzir a duração do teste. Os períodos de fluxo devem ter tempos iguais e entre estes períodos ocorre um período de estática até a pressão retornar à pressão inicial (ou média) do reservatório. Depois do último período de estática, deve-se impor um período de fluxo até que seja atingido o regime dominado por fronteiras (fluxo estendido).

Isócrono Modificado (IM): seu intuito é reduzir ainda mais a duração do teste. Semelhante ao isócrono, porém não é necessário esperar que a pressão estabilize na estática. Todos os períodos de estática têm que ter a mesma ou maior duração que os períodos de fluxo.

Para estimar o AOF, como é recomendado pela teoria, é necessário que os períodos de fluxo (FAF) ou o fluxo estendido (IM) durem até que a pressão seja influenciada pelas fronteiras. Na prática, para alguns casos não é possível esperar que as fronteiras sejam alcançadas, uma vez que, para permeabilidades inferiores a 1 mD, a estabilização da pressão ocorre depois de 100 ou mais horas, o que torna o teste muito longo (BRAR e AZIZ, 1978). HINCHMAN e POETTMANN (1986) mostram que o uso desses métodos sem que os períodos de fluxo durem até que as fronteiras tenham sido alcançadas apresentam erros na estimativa do AOF, devido ao erro no cálculo da inclinação da reta (n). O autor não ressalta que a reta usada estará deslocada para baixa, o que faz com que o AOF seja super estimada.

Com as recentes descobertas de reservatórios de gás de baixíssima permeabilidade, o uso de poços horizontais tornou-se primordial, uma vez que este tipo de poço possibilita a exposição de grandes trechos do reservatório ao fluxo, reduz a queda de pressão e as velocidades de escoamento, diminuindo o efeito de turbulência nas imediações do poço (ROSA *et al.*, 2006). Para poços horizontais, o AOF tem sido calculado seguindo a metodologia aplicada a poços verticais, sem levar em conta os regimes de fluxo que podem ocorrer. Por exemplo, no caso de poços verticais fraturados o regime linear afeta os resultados do AOF (HADINOTO e RAGHAVAN, 1976) e no caso de poços horizontais há a possibilidade de 4 regimes de fluxo que podem afetar os resultados.

Em relação ao cálculo do AOF, este trabalho analisa a influência dos regimes de fluxo que podem ocorrer durante um teste de contra-pressão em poços horizontais, usando a equação que descreve o comportamento da pressão.

Metodologia

Para resolver a equação da difusividade foi adotado a mesma metodologia do ODEH e BABU (1990), solução da fonte pontual. A equação da difusividade usando o conceito da pseudo-pressão definido por AL-HUSSAINY *et al.* (1966), considerando o produto viscosidade-compressibilidade constante e calculando a pressão inicial do reservatório pode ser escrita como:

$$\frac{k_x}{k_y} \frac{\partial^2 m(p)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 m(p)}{\partial y^2} + \frac{k_z}{k_y} \frac{\partial^2 m(p)}{\partial z^2} = \frac{\phi(\mu c_g)_i}{\alpha_t k_y} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (1)$$

onde k é a permeabilidade, ϕ a porosidade, μ a viscosidade, c_g a compressibilidade do gás, t o tempo, $m(p)$ a pseudo-pressão, α_t a constante de conversão de unidades e x , y e z as direções.

O reservatório é selado em todas as direções. O poço está localizado no centro do reservatório. A solução para vazão constante usando fonte pontual pode ser escrita como:

$$\Delta m(p) = \frac{4\pi\alpha_p q_0 p_0 T_w}{T_0 h_x h_y h_z L_w \alpha} \int_0^t S_x(\tau) S_y(\tau) S_z(\tau) d\tau \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{\phi(\mu c_g)_i}{\alpha_t} \quad (3)$$

$$S_x(\tau) = L_w + \frac{2h_x}{\pi} \sum_{m=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{m^2 \pi^2 k_x \tau}{\alpha h_x^2}\right) \cos\left(\frac{m\pi x}{h_x}\right) \left[\sin\left(\frac{m\pi L_{xl}}{h_x}\right) - \sin\left(\frac{m\pi L_{xd}}{h_x}\right) \right] \quad (4)$$

$$S_y(\tau) = 1 + 2 \sum_{l=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{l^2 \pi^2 k_y \tau}{\alpha h_y^2}\right) \cos\left(\frac{l\pi y}{h_y}\right) \cos\left(\frac{l\pi y_0}{h_y}\right) \quad (5)$$

$$S_z(\tau) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 k_z \tau}{\alpha h_z^2}\right) \cos\left(\frac{n\pi z}{h_z}\right) \cos\left(\frac{n\pi z_0}{h_z}\right) \quad (6)$$

onde α_p é a constante de conversão de unidades, q_0 a vazão em condições padrão, p_0 a pressão padrão, T_w a temperatura no poço, T_0 a temperatura padrão, h dimensão do reservatório na direção correspondente, L_w o comprimento do poço, L_{xl} posição do final do poço e L_{xd} posição inicial do poço.

O teste de contra-pressão é realizado com variações na vazão. Aplicando o princípio da superposição no tempo na equação 7 chega-se a solução que abrange a variação da vazão. A solução foi validada através de comparações com simulador comercial (GRIPP, 2009).

$$\Delta m(p) = \frac{4\pi\alpha_p p_0 T_w}{T_0 h_x h_y h_z L_w \alpha} \sum_{i=0}^j (q_{0,i+1} - q_{0,i}) \int_0^{t-t_i} S_x(\tau) S_y(\tau) S_z(\tau) d\tau \quad (7)$$

O valor do AOF foi comparado usando o método FAF com o isócrono modificado com fluxo estendido (teórico) e sem fluxo estendido (praticado pela indústria) em 4 modelos de reservatório (Tabelas 1 e 2). A seguir são descritos os passos adotados para obter os resultados:

- 1- Determinação da duração dos regimes de fluxo através da solução analítica (equação 2);
- 2- Cálculo da AOF usando o método FAF.
- 3- Cálculo da AOF usando o teste isócrono modificado, com períodos de fluxo de 12 e 24 horas, com e sem fluxo estendido. A inclinação da reta (n) usada no cálculo do AOF foi obtida de acordo com os regimes de fluxo que ocorrem durante o período de fluxo.

Resultados e Discussão

Para analisar o AOF foram feitas comparações entre os resultados obtidos através do método FAF, considerado, como padrão, e isócrono modificado com fluxo estendido e sem fluxo estendido. A teoria recomenda a utilização do fluxo estendido, porém nos casos de permeabilidades menores que 1 mD a sua utilização é inviável devido a duração do fluxo. No caso de baixas permeabilidades, inferiores a 1

mD, as vazões que permitiram a utilização da solução analítica são extremamente baixas (3×10^2 a 1×10^5 m³/d).

Para validar os resultados foram feitas simulações numéricas usando os mesmos dados em um software comercial. Como pode ser visto nas Figuras 1 a 4, as diferenças para o caso do método isócrono modificado com fluxo estendido diminuem conforme a permeabilidade decresce e no caso sem fluxo estendido a diferença aumenta quando a permeabilidade decresce. Também pode ser observado que o modelo de reservatório 3 apresenta os menores erros, pois apresenta a maior duração do regime pseudo-radial.

Os desvios apresentados (Figuras 1 a 4) mostram que o AOF é super estimado quando é calculado a partir do método isócrono modificado sem fluxo estendido, chegando a 30 vezes do valor estimado através do FAF.

Propriedade	Reservatório
profundidade	6000 m
r_w	0,1 m
ϕ	0,2
T_w	150 °C
P_i	650 kg/cm ²
z	DRANCHUK e ABOU-KASSEM (1975)
μ	LEE <i>et al.</i> (1966)
c_g	DRANCHUK e ABOU-KASSEM (1975)
L_w	600 m
k_x	1×10^3 a 1×10^{-3} mD
k_y	1×10^3 a 1×10^{-3} mD
k_z	1×10^3 a 1×10^{-3} mD
q_0	3×10^2 a 1×10^7 m ³ /d
P_0	1,03323 kg/cm ²
T_0	15,6 °C

Tabela 1: Modelos de reservatórios

Propriedade	Reservatório 1	Reservatório 2	Reservatório 3	Reservatório 4
h_x (orientação do poço)	2500 m	5000 m	7500 m	10000 m
h_x	10000 m	10000 m	10000 m	2500 m
h_x	50 m	50 m	50 m	50 m

Tabela 2: Geometria dos reservatórios

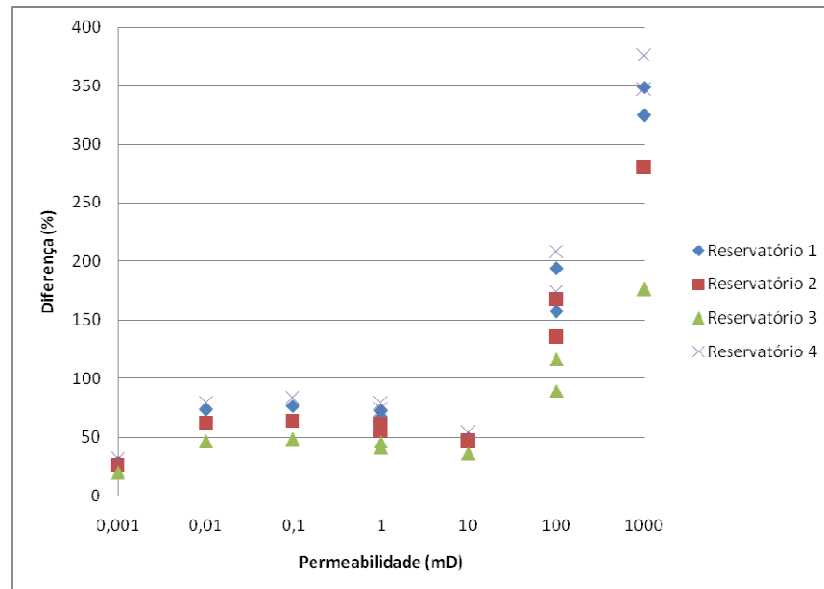


Figura 1: Diferença entre AOF usando FAF e isócrono modificado com fluxo estendido com período de fluxo de 12 horas

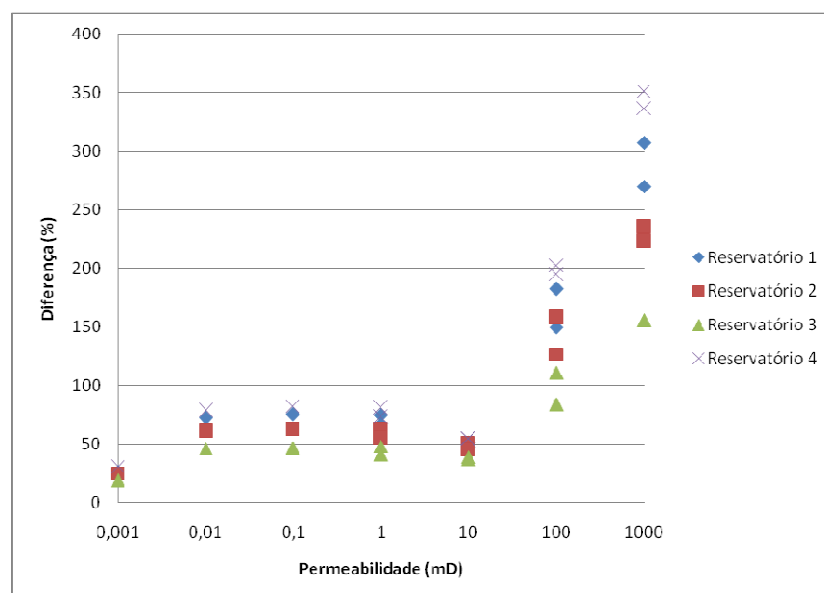


Figura 2: Diferença entre AOF usando FAF e isócrono modificado com fluxo estendido com período de fluxo de 24 horas

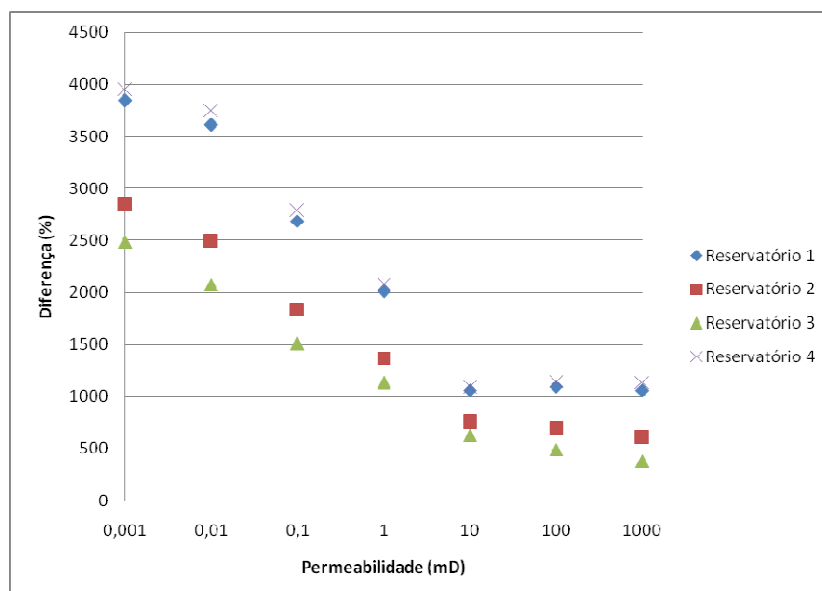


Figura 3: Diferença entre AOF usando FAF e isócrono modificado sem fluxo estendido com período de fluxo de 12 horas

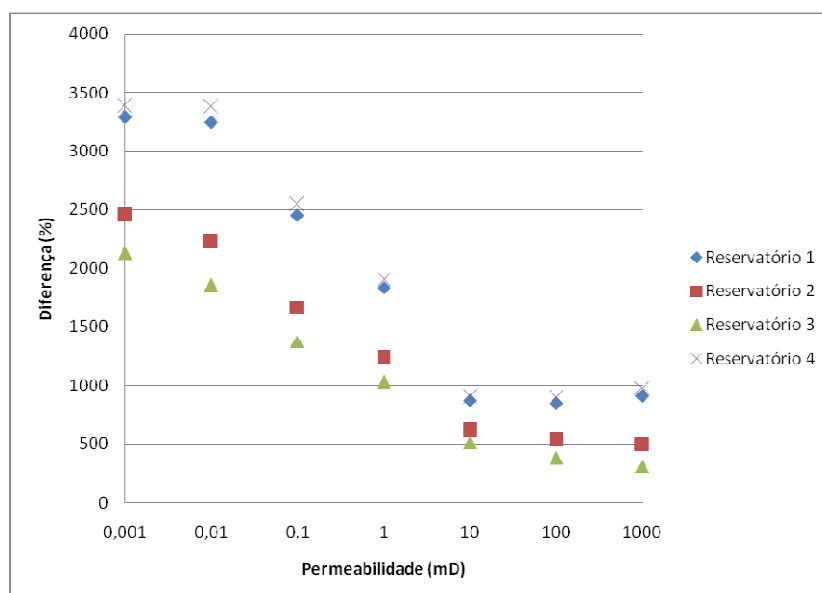


Figura 4: Diferença entre AOF usando FAF e isócrono modificado sem fluxo estendido com período de fluxo de 24 horas

Conclusões

Neste trabalho foi analisada a aplicabilidade do conceito de *absolute-open-flow* (AOF) para avaliar a produtividade de poços horizontais. Foram comparados os valores de AOF calculados através do método *flow-after-flow* (FAF) e isócrono modificado com e sem fluxo estendido. Foi possível verificar que a duração do regime radial influencia nos resultados. O modelo que apresenta a maior duração do regime radial obteve os melhores resultados.

Entre FAF e isócrono modificado com fluxo estendido, as maiores permeabilidades apresentaram maiores diferenças. Este resultado não era não esperado, e provavelmente está relacionado aos diferentes regimes de fluxo que ocorreram durante as 12 ou 24 horas, uma vez que os regimes de fluxo linear influenciam a estimativa da AOF (HADINOTO e RAGHAVAN, 1976). As diferenças são menores quando os dados de pressão são tomados no mesmo regime de fluxo com vantagens para o

regime radial inicial. Para permeabilidade 0,001 mD as diferenças são menores de 50% para todos os modelos de reservatório.

Para o caso do isócrono modificado sem fluxo estendido, a diferença aumenta com a diminuição da permeabilidade. Ressalta-se que todos os valores encontrados foram extremamente otimistas, apresentaram valores muito maiores (na ordem de 10 a 30 vezes mais), e muito discrepantes do resultado do teste FAF.

Cabe aqui uma reflexão a respeito da validade da utilização desse parâmetro para comparação da produtividade *per se*. É fundamental que seja iniciada a discussão e proposta uma nova definição para capacidade de entrega quando se tratar de poços horizontais.

Agradecimentos

Agradeço a DEUS e aos meus familiares por terem me ajudado até aqui, ao meu orientador pela paciência e dedicação, aos meus amigos pelo companheirismo e ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP -, da Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP - e do Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT - por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás - PRH-ANP/MCT, pela bolsa de mestrado.

Referências Bibliográficas

AL-HUSSAINY, R.; RAMEY JR, H. J.; CRAWFORD, P. B. **The flow of real gases through porous media**. Journal of Petroleum Technology, v. 18, n. 5, p. 624–636, 1966.

BRAR, G. S.; AZIZ, K. **Analysis of modified isochronal tests to predict the stabilized deliverability potential of gas wells without using stabilized flow data**. Journal of Petroleum Technology, v. 30, n. 2, p. 297–304, 1978.

DRANCHUK, P. M.; ABOU-KASSEM, J. H. **Calculations of z-factor for natural gases using equations of state**. JCPT, v. 14, n. 3, p. 34–36, 1975.

GRIPP, J. P. C. **Análise de Testes de Pressão em Poços Horizontais em Reservatórios de Baixa Permeabilidade Portadores de Gás**. 185f. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Reservatório e Exploração, Universidade Estadual do Norte Fluminense, 2009.

HADINOTO, N.; RAGHAVAN, R. **Determination of gas well deliverability of vertically fractured wells**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pages 1–16 (paper SPE 6136), 1976.

HINCHMAN, S. B.; POETTMANN, F. H. **Error analysis and design considerations for backpressure testing of gas wells**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pages 1–12 (paper SPE 15520), 1986.

LEE, A. L.; GONZALEZ, M. H.; EAKIN, B. E. **The viscosity of natural gases**. Journal of Petroleum Technology, v. 18, n. 8, p. 997–1000, 1966

LEE, W. J.; WATTENBARGER, R. A. **Gas Reservoir Engineering**, Volume 5 of SPE Reprint Series. Richardson: SPE, 1996.

ODEH, A. S.; BABU, D. K. **Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure drawdown and buildup analysis**. SPE Formation Evaluation, v. 5, n. 1, p. 7–15, 1990.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.