

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Efeito de Maré em Dados de Pressão Registrados em Testes de Formação

AUTORES:

Marco Aurélio Rachid de Araújoⁱ
Dra Rosângela Barros Zanoni Lopes Morenoⁱⁱ

INSTITUIÇÃO:

- i - Unicamp – Universidade Estadual de Campinas & Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.
- ii - Unicamp – Universidade Estadual de Campinas

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 ou de qualquer instituição. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Efeito de Maré em Dados de Pressão Registrados em Testes de Formaçãoⁱ

Abstract

This paper aims to present the tide effect that occurs in petroleum well test data. It also shows the use of two approaches to calculate reservoir compressibility: one used by Netland et al. (1996) and another used by Zhao e Reynolds (2009). Some aspects about these two different methodologies are discussed.

Introdução

A variação gravitacional entre o sol, a terra e a lua é responsável por diversos fenômenos, entre os quais, o mais popularmente conhecido é a variação periódica do nível dos mares. Denominado maré, este fenômeno é explicado pela Lei da Gravitação Universal. A variação gravitacional acontece para quaisquer corpos cuja distância entre eles se altere. Acontece, portanto, a todo o momento para qualquer massa presente na terra, sendo as variações de maiores magnitudes aquelas devido às variações periódicas das distâncias do sol e da lua.

Segundo Hemala e Balnaves (1986), o primeiro registro do efeito da variação gravitacional numa acumulação de fluidos foi realizado em 1880 numa mina de carvão inundada em Duchcov, atual República Tcheca. Esse tipo de registro foi recorrente em minas e poços onde o nível de água podia ser facilmente detectado e medido. As primeiras citações do fenômeno de maré registrado em reservatórios de petróleo ocorreriam em meados da década de 70, quando registradores de pressão mais sensíveis foram desenvolvidos¹. Os registros de pressão do reservatório, em certas condições, evidenciam oscilações periódicas típicas da conhecida variação gravitacional. A variação da pressão do reservatório devido à variação gravitacional é conhecida como efeito de maré (*tide effect*).

Duas abordagens, assim como a combinação delas, foram utilizadas para explicar a variação da pressão do reservatório devido ao efeito de maré. Na primeira abordagem considera-se que flutuações do nível do mar ou do aquífero, assim como da pressão atmosférica e da espessura da litosfera, causariam mudança na pressão do reservatório devido à variação na pressão de sobrecarga (*overburden pressure*). Essa abordagem foi adotada por Netland et al. (1996). Na segunda abordagem, apresentada por Zhao e Reynolds (2009), a deformação da crosta terrestre devido à gravidade teria como correspondente a deformação do reservatório de petróleo. Essa deformação seria a responsável pela variação da pressão do reservatório.

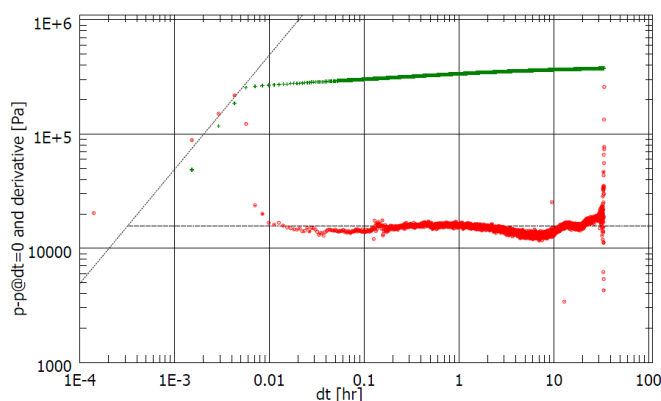


Figura 1 – Gráfico log-log de um período de estática de um teste de formação diagnosticando efeito de maré nos dados de pressão

O presente artigo ilustrará um caso em que o efeito de maré é percebido e aplicará as abordagens acima citadas para cálculo da compressibilidade de um reservatório.

ⁱ Teste de formação é uma operação realizada em poços de petróleo com diversos objetivos, entre eles caracterização do reservatório e determinação de produtividade do poço, onde o registro de pressão do reservatório é parte fundamental.

Metodologia

Estimativa da Perturbação Causada pelo Efeito de Maré

Para extração do efeito de maré, optou-se aqui pelo uso dos dados do modelo analítico de reservatório cujo ajuste aos dados do teste de formação foi de grande qualidade (vide Figura 2). O modelo ajustado foi o de reservatório homogêneo com uma barreira selante, suportado também pelo modelo geofísico da região.

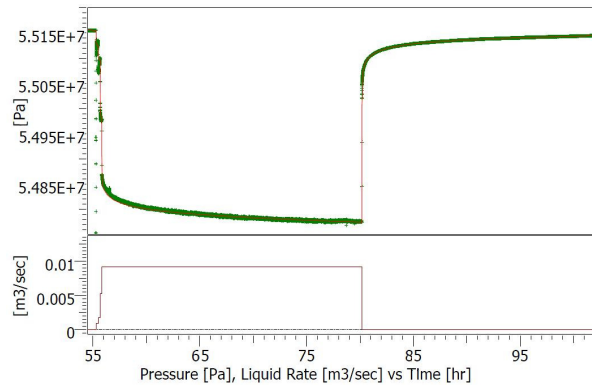


Figura 2 – Ajuste dos dados de pressão do modelo analítico de reservatório (linha vermelha) aos dados brutos de pressão (pontos verdes) adquiridos em teste de formação de poço *offshore*

Dessa forma, subtraindo os dados ajustados na análise de regressão dos dados brutos obtidos no teste, obteve-se a variação da pressão devido ao efeito de maré somada a erros ou falhas de registros (vide Figura 3). Assim, dessa figura foi extraída a amplitude Δp_p da variação da pressão de poros devido ao efeito de maré (cerca de $1,00E-3 \text{ kgf/cm}^2$, equivalente a 98,0 Pa).

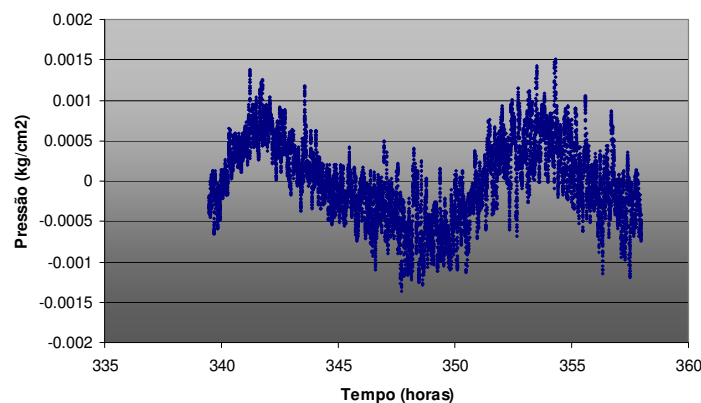


Figura 3 – Variação na pressão de poros devido ao efeito de maré.

Compressibilidade

As duas abordagens para cálculo da compressibilidade do reservatório a partir dos registros de testes de formação com presença de maré são demonstradas, cada uma, por Zhao & Reynolds (2009) e por Netland et al. (1996).

Abordagem Utilizada por Netland et al. (1996)

Nesta abordagem são assumidas duas considerações a destacar: (1) toda alteração de pressão, devido a variações no nível do mar ou na pressão atmosférica, é integralmente transmitida ao reservatório alterando sua pressão de sobrecarga e, (2) a deformação é uniaxial (a deformação lateral do reservatório é negligenciada).

Para derivar as equações para cálculo da compressibilidade, lança-se mão da teoria da poroelasticidade pioneiramente publicada por Maurice Anthony Biot² (1941). A teoria da poroelasticidade trata da

elasticidade de meios porosos contendo fluidos, caso em que se encontram os reservatórios de petróleo.

Considerando um reservatório não protegido da pressão de sobrecarga acima dele por nenhuma estrutura natural, Netland et al. (1996) descrevem que a variação de pressão Δp_{tide} no fundo do oceano promove uma variação de tensão vertical $\Delta \sigma_v$ no reservatório:

$$\Delta \sigma_v = \Delta p_{tide} \quad (01)$$

Assumindo ainda que o reservatório tenha comportamento isotrópico, que se comporta como material linear elástico e que se deforma uniaxialmente:

$$\Delta \sigma_v = H \Delta \varepsilon_v - C \zeta \quad (02)$$

$$\Delta p_f = C \Delta \varepsilon_v - M \zeta \quad (03)$$

Δp_f é a amplitude da pressão de poros do reservatório, $\Delta \varepsilon_v$ é a deformação vertical do reservatório induzida pela variação da tensão vertical e ζ descreve a deformação volumétrica relativa entre a fase fluida e a fase sólida do reservatório. H, C e M são coeficientes elásticos, expressos pelas propriedades elásticas dos constituintes, pela porosidade ϕ e pelo módulo de elasticidade do arcabouço sólido K_{fr} , requeridos para representar o material bifásico.

$$H = \left(K_{fr} + \frac{4}{3} G_{fr} \right) + \frac{K_f}{\phi} \frac{\left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \right)^2}{1 + \frac{K_f}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s} \right)} \quad (04)$$

$$C = \frac{K_f}{\phi} \frac{1 - \frac{K_{fr}}{K_s}}{1 + \frac{K_f}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s} \right)} \quad (05)$$

$$M = C \frac{1}{1 - \frac{K_{fr}}{K_s}} \quad (06)$$

G_{fr} é o módulo de elasticidade transversal do arcabouço sólido, K_s é o modulo de elasticidade dos grãos da rocha e K_f é o módulo de elasticidade do fluido. Assumindo que σ_v não varia, a partir das equações (02) e (03):

$$\varepsilon_v = \frac{\alpha \Delta p_f}{K_u} \quad (07)$$

O parâmetro Δp_f representa a mudança na pressão de poros durante a depleção do reservatório, K_u é o módulo de elasticidade uniaxial e α é o coeficiente de Biot:

$$\alpha = \frac{C}{M} \cong 1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \quad (08)$$

O módulo de compactação uniaxial é dado por:

$$K_u = K_{fr} + \frac{4}{3} G_{fr} \cong K_{fr} \frac{3(1 - \nu_{fr})}{1 + \nu_{fr}} \quad (09)$$

ν_{fr} representa o coeficiente de Poisson do arcabouço sólido. Para a situação aqui considerada (teste de crescimento de pressão), o reservatório deforma numa situação não drenada. Neste caso, ζ assume valor igual a zero. Dessa forma, a razão entre a variação da pressão de poros do reservatório e a variação da pressão no fundo do mar, chamada de eficiência de transmissão TE , é dada por:

$$TE \cong \frac{\Delta p_f}{\Delta p_{tide}} = \frac{C}{H} \quad (10)$$

Em geral, $K_s \gg K_f$. Neste caso:

$$TE = \frac{\alpha \frac{K_f}{\phi}}{K_u + \alpha^2 \frac{K_f}{\phi}} \Rightarrow K_u = \alpha \frac{K_f}{\phi} \frac{1 - \alpha TE}{TE} \quad (11)$$

Para o caso de arcabouço flexível, onde admitimos $K_{fr}, G_{fr}, K_s \ll K_f$ e $\alpha \gg K_f / K_s$:

$$TE = \frac{\frac{K_f}{\phi}}{K_u + \frac{K_f}{\phi}} \Rightarrow K_u = \frac{K_f}{\phi} \frac{1 - TE}{TE} \quad (12)$$

Para aplicação desta abordagem, é necessário o conhecimento da variação da pressão no fundo do oceano, dado aqui não disponível. Não tendo sido registrada a pressão no fundo do oceano durante o teste de formação, o cálculo será feito utilizando os registros de tábuas de marésⁱⁱ, que oferecerá razoável aproximação. A tábua de marés de um porto localizado aproximadamente na mesma latitude, distante cerca de 200 quilômetros do poço onde foram registrados os dados de pressão, fornecida pela Marinha do Brasil (<http://www.mar.mil.br>), indica uma amplitude de maré de oitenta centímetros. Admitindo este valor de amplitude de maré, 10055 N/m³ para o peso específico médio da água do mar e desconsiderando as parcelas de maré do ar e maré da terra, Δp_{tide} equivale a 8045 Pa.

O valor de 9,46E08 Pa para K_f e porosidade ϕ de 14% foram adquiridos a partir de análise de laboratório do fluido do reservatório e análise de perfis do poço, respectivamente. Para Δp_f igual a 98 Pa, valor extraído da Figura 3, o K_u calculado a partir da equação 12 é igual a 5,48E11 Pa. O valor de compressibilidade é dado pelo inverso do módulo de elasticidade. Portanto, $c_u = 1,83E-12$ (Pa)⁻¹.

Abordagem Utilizada por Zhao & Reynolds (2009)

Assumindo que os grãos da rocha são incompressíveis, a abordagem de Zhao & Reynolds (2009) descreve o seguinte:

A expansão total do reservatório θ é dada por:

ⁱⁱ Tábuas de marés são os registros dos níveis dos mares em pontos específicos, normalmente portos, comumente divulgadas pela Marinha do país ou demais agências de informações marítimas.

$$\theta = dV_b / V_b = \theta_t + \theta_f \quad (13)$$

Onde os subscritos t e f se referem, respectivamente, à parcela devido à variação no potencial gravitacional e à parcela devido à mudança na pressão do fluido e V_b significa volume total do reservatório. Considerando V_p o volume de poros do reservatório:

$$\theta_t = dV_{b,t} / V_b = dV_{p,t} / V_b = \phi dV_{p,t} / V_p \quad (14)$$

$$\theta_f = dV_{b,f} / V_b = dV_{p,f} / V_b = \phi dV_{p,f} / V_p \quad (15)$$

Onde ϕ é a porosidade média do reservatório. Zhao e Reynolds citam que Takeuchi (1950) desenvolveu a seguinte expressão para θ_t :

$$\theta_t = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left\{ (2\bar{h} - 6\bar{l}) \frac{W_2}{r_o g} \right\} \quad (16)$$

Onde W_2 é o componente de segunda ordem (ou componente principal) do diferencial potencial gravitacional manifestado pelos corpos externos⁷. Segundo Melchior (1978), W_2 assume valores de 0,766 m²/s² a 7,66 m²/s². Para demonstração de uma aplicação prática, foi adotado $W_2 = 4\text{m}^2/\text{s}^2$, mesmo valor utilizado por Zhao e Reynolds (2009). Segundo os mesmos autores, os parâmetros $\bar{h}$ e $\bar{l}$ assumem os valores 0,60 e 0,07, respectivamente. Eles são parâmetros viscoelásticos da terra e são conhecidos como Números de Love. (*Love Number*). O termo ν é o coeficiente de Poisson e será utilizado um valor típico de 0,25. r_o e g são, respectivamente, o raio médio da terra e a aceleração gravitacional na superfície da terra. Seus valores são $r_o = 6,373388 \times 10^6 \text{ m}$ e $g = 9,80 \text{ m/s}^2$.

Substituindo os valores acima em (16), temos:

$$\theta_t = 0,83 \times 10^{-8} \text{ s}^2 / \text{m}^2 \times W_2 \quad (17)$$

Definindo a mudança incremental da pressão de poros devido à expansão da terra como dp_p e a pressão de confinamento como p_c . A mudança no volume de poros é função tanto da mudança na pressão de confinamento quanto pela mudança na pressão de poros. Zimmerman (1991) definiu duas poro-compressibilidades: c_{pp} e c_{pc} . c_{pp} é a compressibilidade quando a pressão de poros é perturbada e a pressão de confinamento é fixa, enquanto c_{pc} é a compressibilidade quando a pressão de confinamento é perturbada e a pressão de poros é fixa:

$$c_{pp} = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p_p} \quad p_c = \text{constante} \quad (18)$$

$$c_{pc} = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p_c} \quad p_p = \text{constante} \quad (19)$$

De (14), (15) e (18), temos:

$$\theta_f = \phi c_{pp} dp_p \quad (20)$$

Considerando a compressibilidade do fluido como c_f , a mudança na pressão de poros $dV_p = dV_{p,t} + dV_{p,f}$ é dada por:

$$dV_p = -c_f V_p dp_p \quad (21)$$

Como $dV_p = dV_b$, de (21) e (13), a expansão total θ devido à expansão do fluido é dada por:

$$\theta = dV_b / V_b = \phi dV_p / V_p = -\phi c_f dp_p \quad (22)$$

Combinando (13), (20) e (22), obtém a seguinte expressão para θ_t :

$$\theta_t = \theta - \theta_f = -\phi(c_{pp} + c_f)dp_p \quad (23)$$

Das equações (20) e (23), observa-se que θ_t e θ_f têm sinais opostos: se a pressão de poros aumenta devido ao efeito de maré da terra, a expansão θ_t será negativa e a expansão causada pela mudança de pressão de poros θ_f será positiva.

$$c_t = c_{pp} + c_f \quad (24)$$

Utilizando (17), (23) e (24):

$$c_t = -\frac{\theta_t}{\phi dp_p} = -0,83 \times 10^{-8} s^2 / m^2 \frac{W_2}{\phi \Delta p_p} \quad (25)$$

Onde Δp_p pode ser dado pela amplitude do sinal observado nos testes de formação. Como já mencionado, observa-se pela Figura 3 que o efeito de maré causa uma perturbação na pressão de poros com amplitude na casa de 98 Pa. A partir da equação (25) e considerando ϕ igual a 14%, temos:

$$c_t = -0,83 \times 10^{-8} s^2 / m^2 \frac{4,0 m^2 / s^2}{0,14 \times (-98 Pa)} = 2,42 \times 10^{-9} (Pa)^{-1}$$

Discussões

A abordagem apresentada por Netland et al. (1996) tem como base a variação da pressão de sobrecarga devido, principalmente, à variação do nível dos mares. Neste caso, considera-se que não existe estrutura geológica capaz de absorver os esforços diferenciais impostos pela variação da altura da coluna hidrostática. A abordagem apresentada por Zhao & Reynolds (2009) tem como base a deformação na crosta terrestre que tem como consequência a deformação do reservatório.

O exemplo de campo considerado trata-se de um reservatório profundo. Espera-se, conforme sugerido por Netland et al. (1996), que parte da variação de pressão induzida no fundo do oceano seja amortecida até o reservatório. As estruturas geológicas que formam a litosfera se comportam semelhantemente a vigas sob carga de flexão. A abordagem publicada por Netland et al. (1996) deve oferecer resultados tão mais satisfatórios quanto mais rasos forem os reservatórios, dependendo sempre do comportamento estrutural dos sedimentos acima destes.

A compressibilidade total ($1,67E-09 Pa^{-1}$) calculada a partir da compressibilidade do fluido (valor determinado em laboratório) somada à poro-compressibilidade sugerida pelo gráfico da Figura 4 é da mesma ordem de grandeza do valor calculado ($2,42E-09 Pa^{-1}$) segundo a abordagem de Zhao & Reynolds (2009).

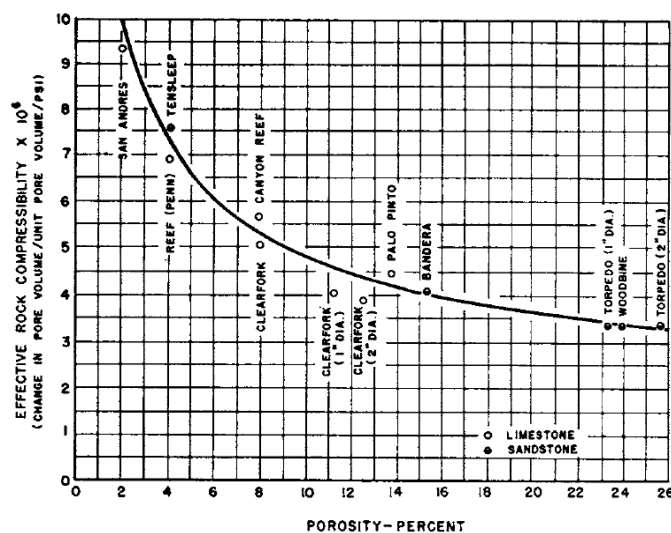


Figura 4 – Poro-compressibilidade versus porosidade (extraída de HALL 1953)

Conclusões

A presença do efeito de maré em dados de pressão é facilmente percebida em testes de formação realizados em reservatórios de altíssima permeabilidade, em especial no gráfico de diagnóstico como o apresentado na Figura 1. Para um teste bem ajustado por modelo analítico de reservatório, é possível separar o efeito de maré, somado a imprecisões dos registros, do comportamento devido ao escoamento em meios porosos.

Existe forte correlação entre a variação do nível do mar e o efeito de maré nos dados de testes de formação. Isso não significa necessariamente, porém, uma relação de causalidade.

A utilização prática do efeito de maré flagrado em dados de pressão registrados em testes de formação para cálculos de parâmetros de reservatórios ainda é incipiente, merecendo esforços em novos trabalhos e investigações.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e o Departamento de Engenharia de Petróleo da Unicamp por viabilizarem a realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

1. HEMALA, M.L.; BALNAVES, C. *Tidal Effect in Petroleum Well Testing*. Artigo SPE 14607. 1986;
2. BIOT, M.A.: *General Theory of Three-Dimensional Consolidation*, J. Appl. Phys. 12, 155-164, 1941;
3. ARDITTY, P.C.; RAMEY Jr., H.J.; NUR, A.M. *Response of a Closed Well-reservoir System to Stress Induced by Earth Tides*. Artigo SPE 7484 apresentado na Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Texas, 1978;
4. FURNES, G.K.; KVAMME, O.B.; NYGAARD, O. *Tidal Response on the Reservoir Pressure at the Gullfaks Oil Field*. PAGEOPH, Volume 135, número 3. Basileia, 1991;
5. NETLAND, S.O.; KNAPSTAD, B.; HOLT, R.M. *Estimation of in situ Compaction Modulus from Tidal Response in Well Test Data*. Artigo SPE 36821 apresentado na European Petroleum Conference. Milão, 1996;
6. ZHAO, Y.; REYNOLDS, A.C. *Estimation and Removal of Tidal Effects from Pressure Data*. Artigo SPE 103253 apresentado na Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, 2009;
7. MELCHIOR, P.J. *The Tides of the Planet Earth*. Oxford, 1978;
8. ZIMMERMAN, R.W. *Compressibility of Sandstones*. Amsterdam, 1991;
9. Sítio <http://www.mar.mil.br> acessado em 12 de fevereiro de 2011;
10. HALL, H.N. *Compressibility of Reservoir Rocks*. Petroleum Transactions AIME. Volume 198. pg 309-311. Tulsa, 1953.