

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Efeitos da Vazão na Injetividade de Poços

AUTORES:

Siqueira¹, F. D., Bedrikovetsky², P., Vaz¹, A. S. J., Furtado³, C. A., De Souza³, A. L. S.

INSTITUIÇÃO:

¹: Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Laboratório de Engenharia e Exploração Petróleo UENF/LENEP; ²: University of Adelaide, Australian School of Petroleum; ³: Petróleo Brasileiro S.A., Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello PETROBRAS/CENPES

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. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

EFEITOS DA VAZÃO NA INJETIVIDADE DE POÇOS

Abstract

Injectivity decline during Produced Water reinjection (PWRI) and raw water injection (RWI) are widespread phenomena in North Sea, Campos Basin and Gulf of Mexico. The reason is particle capture by the rock from injected water and consequent permeability impairment. Abrupt rate increase may be an effective method to restore the injectivity.

In order to describe how injection well rate may affect injectivity and how the rate increase can improve well index, we derived a modified model for particle detachment during suspension flow in porous media. The particles are either reservoir fines or solid and liquid particles from injected/reinjected water. The model is based on the maximum retained particle concentration as a function of flow velocity. This function is as important intrinsic property of rocks, as relative permeability and capillary pressure are. The one dimensional axi symmetric problem is solved, allowing for prediction of injectivity index increase.

Introdução

Na maioria dos campos de petróleo se faz necessário complementar a energia natural do reservatório, o que normalmente é feito através da injeção de fluidos, dentre os quais a água é o mais utilizado. Durante a injeção de água é possível que ocorra perda de Injetividade, isto é, o aumento progressivo da resistência hidráulica (redução da permeabilidade) que se dá no decorrer da injeção. Este fenômeno é explicado pela captura das diversas partículas sólidas e/ou líquidas presentes na água. Ao serem capturadas, estas partículas obliteram os poros conectados, reduzindo seu diâmetro efetivo, por conseguinte, aumentando o diferencial de pressão requerido para sustentar uma dada vazão.

Obviamente, o aumento da pressão de injeção com o tempo requer o dimensionamento tão preciso quanto possível do aparato relacionado. Em campos offshore, onde os recursos são críticos, o diagnóstico correto sobre as principais causas da perda de injetividade é fundamental, não só para a adequada especificação dos equipamentos, mas para o projeto da injeção como um todo. Dados recentes (PLUEN, 2007) mostram que o custo associado à produção do óleo é praticamente o mesmo que o custo de manejo da água. Não obstante, a legislação ambiental, em virtualmente todos os lugares do mundo, está se tornando cada vez mais restritiva ao descarte de água produzida.

Por essas razões se fazem necessários modelos capazes de prever o comportamento da pressão de injeção. Com isso em mente foi construído o assim chamado modelo matemático clássico de perda de injetividade (ALTOÉ et al., 2004; BEDRIKOVETSKY et al., 2001; CIVAN, 2007; HERZIG et al., 1970). Este modelo explica a perda de injetividade/permeabilidade através de três processos básicos: filtração profunda, onde ocorre perda de injetividade mais lentamente; formação de reboco externo, onde ocorre essa perda de maneira mais acentuada e estabilização do reboco externo, momento a partir do qual a permeabilidade se estabiliza.

De fato, o modelo clássico, ou suas variantes, são capazes de explicar uma boa parte dos dados de campo, não só das bacias brasileiras como do resto do mundo. Todavia, recentemente surgiram dados que não podem ser explicados por ele nem mesmo qualitativamente (BEDRIKOVETSKY, et al., 2010). Em especial, o modelo clássico não consegue prever por que a permeabilidade se estabiliza sem a formação do reboco externo nem consegue prever o aumento desse parâmetro imediatamente após

uma elevação súbita da velocidade de injeção. Além disso, nos casos onde a elevação súbita foi seguida de uma diminuição súbita posterior, a permeabilidade tornou a declinar até estabilizar-se novamente, inclusive no mesmo patamar anterior à elevação súbita se a vazão reduzida fosse a mesma aplicada no período anterior à elevação.

O objetivo do presente trabalho é apresentar uma modelagem que consiga resolver os problemas explicitados acima e aplicá-la para o caso radial unidimensional, o que tornará possível a apreciação do efeito da vazão de injeção na previsão do declínio de injetividade quando o reboco externo não se forma.

Metodologia

Para realizar o objetivo deste trabalho, serão adotadas as hipóteses usuais de injeção de água em poços (ALTOÉ et al., 2004; BEDRIKOVETSKY et al., 2001; CIVAN, 2007; HERZIG et al., 1970), acrescidas das seguintes hipóteses:

1. Salinidade e pH da água injetada são constantes.
2. Não há sorção na interface fluido- meio poroso.
3. Existe uma concentração máxima de partículas que o meio poroso pode capturar em função da velocidade. Essa relação é denominada função de concentração máxima retida.
4. Se em algum momento o meio poroso possuir uma concentração de partículas retidas superior aquela permitida pela função enunciada na hipótese 3, o excedente será imediatamente liberado da matriz para transporte pelo fluido.

A hipótese 3 só é verdadeira quando as características eletrostáticas tanto formação quanto do fluido se mantêm constantes, o que é garantido pelas hipóteses 1 e 2. Maiores detalhes sobre as dependências da concentração máxima retida com a velocidade e salinidade podem ser obtidos na literatura (SIQUEIRA, F. D., 2010; BEDRIKOVETSKY et al., 2010), onde também são apresentados ajustes do modelo apresentado neste trabalho para testes em testemunhos (geometria linear).

Com estas premissas, é possível enunciar o sistema de equações de filtração profunda modificado para limitar a captura de partículas segundo a restrição da hipótese 3 (HERZIG et al., 1970; BARENBLATT et al., 1990; SIQUEIRA, F. D., 2010):

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi \frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q(t)}{2\pi r h} \frac{\partial c}{\partial r} = - \frac{\partial \sigma}{\partial t} \\ \sigma \leq \sigma_{cr}(U(r)) : \frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda c U(r) \\ \sigma = \sigma_{cr}(U(r)) \\ U(r) = - \frac{k_0}{\mu(1 + \beta \sigma)} \frac{\partial p}{\partial r} \end{array} \right. , \quad (1)$$

no qual c é a concentração volumétrica de partículas em suspensão (vol. de partículas/vol. poroso), t é o tempo, ϕ é a porosidade, $q(t)$ é a vazão em função do tempo, h é a espessura da formação (*net pay*), r é a coordenada espacial radial, σ é a concentração volumétrica de partículas depositadas no

meio poroso (vol. de partículas/vol. total de rocha), λ é o coeficiente de filtração, $U(r)$ é a velocidade do fluxo na seção cilíndrica de raio r , $\sigma_{cr}(U)$ é a concentração máxima retida em função da velocidade, k_0 é a permeabilidade original do meio poroso, μ é a viscosidade do fluido, β é o coeficiente de dano à formação e p é a pressão. Como o fluxo é considerado incompressível, a velocidade $U(r)$ é dada por:

$$U(r) = \frac{q(t)}{2\pi rh}. \quad (2)$$

A esse sistema de equações, incluem-se as condições iniciais e de contorno a seguir:

$$\begin{cases} c(r, t=0) = \sigma(r, 0) = 0 \\ c(r_w, t) = c_0 \end{cases}, \quad (3)$$

nas quais r_w é o raio do poço e c_0 é a concentração de partículas na suspensão injetada, assumida constante.

Para quantificar a deposição em termos práticos, utiliza-se o conceito de índice de injetividade, que é calculado por:

$$\Pi(t) = \frac{\Delta p(0)/q(0)}{\Delta p(t)/q(t)} = \frac{\Delta p(0)q(t)}{\Delta p(t)q(0)}, \quad (4)$$

na qual $\Delta p(t)$ é o diferencial de pressão em função do tempo entre o raio do poço r_w (pressão no poço) e o raio externo r_e (pressão no reservatório). O parâmetro r_e é usualmente estimado como a metade da distância entre o poço injetor e o produtor. Para melhor poder avaliar os efeitos da vazão na injetividade, será definida a impedância, a partir do recíproco do índice de injetividade:

$$J(t) = \frac{1}{\Pi} = \frac{\Delta p(t)q(0)}{\Delta p(0)q(t)}. \quad (5)$$

Esta definição está diretamente relacionada à resistência que um determinado meio poroso impõe à injeção e possui, para reservatórios danificados, valor superior a 1. Usando a equação (2) na última equação do sistema (1) e integrando com respeito ao raio, é possível reescrever a impedância para esta geometria como:

$$J = 1 + \frac{\beta}{\ln(r_e/r_w)} \int_{r_w}^{r_e} \frac{\sigma(\xi, t)}{\xi} d\xi, \quad (6)$$

que permite o cálculo direto da impedância a partir do perfil de deposição num dado instante t .

Em alguns casos, é mais adequado ilustrar o dano à formação ocasionado pela filtração profunda em termos de volumes porosos injetados, que corresponde a uma unidade de tempo alternativa definida na geometria radial por:

$$VPI = \frac{\int_0^t q(\eta) d\eta}{\pi(r_e^2 - r_w^2)h\phi} \approx \frac{\int_0^t q(\eta) d\eta}{\pi h\phi r_e^2}. \quad (7)$$

Para poder resolver o sistema de equações (1) com as condições (3), se faz necessário determinar a vazão imposta sobre o meio poroso. Nas simulações aqui apresentadas, a vazão será aumentada abruptamente após um determinado tempo t_0 , conforme mostra a Figura 1.

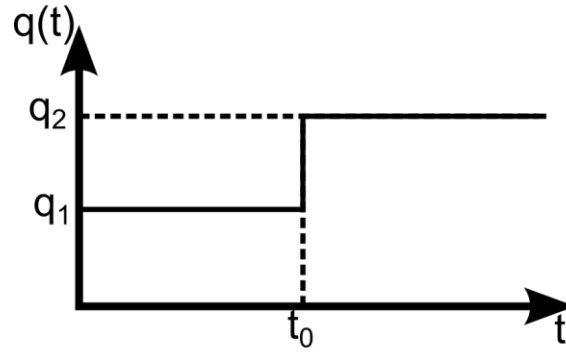


Figura 1: Esquema de vazões utilizado nas simulações.

O sistema de equações (1) com as condições (3) permite solução semi-analítica, caso o problema dele oriundo seja dividido em duas partes: para $t < t_0$ e para os tempos $t \geq t_0$. A solução para tempos anteriores à t_0 é dada em regiões do diagrama r-t da Figura 2 e vem dada por (SIQUEIRA, F. D., 2010):

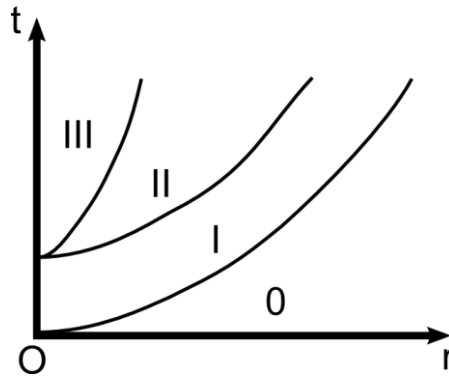


Figura 2: Diagrama r-t da solução do sistema (1) nas condições (2) em tempos anteriores à t_0 .

$$c(r, t) = \sigma(r, t) = 0, \quad \text{Região 0,} \quad (8)$$

$$\sigma(r, t) = \frac{c_0 q_1 \lambda}{2\pi h r} \left[t - \frac{\phi \pi h}{q_1} (r^2 - r_w^2) \right] e^{-\lambda(r-r_w)}, \quad \text{Região I,} \quad (9)$$

$$c(r, t) = c_0 e^{-\lambda(r-r_w)}, \quad \text{Região I,}$$

$$\begin{aligned}
 0 &= t - \eta - \frac{\phi\pi h}{q} (r^2 - r_{cr}^2(\eta)), & \text{Região II,} \\
 \sigma(r, t) &= \frac{r_{cr}(\eta) \sigma_{cr}(r_{cr}(\eta))}{r} e^{-\lambda(r-r_{cr}(\eta))}, & \text{Região II,} \\
 c(r, t) &= c_0 e^{-\lambda(r-r_{cr}(\eta))}, & \text{Região II,}
 \end{aligned} \tag{10}$$

$$\begin{aligned}
 \sigma(r, t) &= \sigma_{cr}(U(r)), & \text{Região III,} \\
 c(r, t) &= c_0, & \text{Região III.}
 \end{aligned} \tag{11}$$

A definição de $r_{cr}(t)$ será dada mais adiante. As equações dos limites entre regiões 0-I e I-II apresentadas na Figura 2 vem dadas por:

$$t = \frac{\phi\pi h}{q} (r^2 - r_w^2), \tag{12}$$

$$t = \frac{\phi\pi h}{q} (r^2 - r_w^2) + \frac{2\pi r_w h}{q\lambda c_0} \sigma_{cr}(r_w). \tag{13}$$

A curva limítrofe das regiões II e III é denominada frente de erosão e tem importante significado físico, pois separa as regiões do diagrama r-t sujeitas a deposição de partículas (zonas 0, I e II) daquelas na qual a quantidade máxima de partículas retidas já foi alcançada, não ocorrendo deposição nessa porção do diagrama (região III). Esta frente é calculada pela seguinte equação diferencial ordinária:

$$\frac{dt_{cr}}{dr} = \frac{2\pi rh}{q\lambda c_0} \left[\frac{d\sigma_{cr}}{dr} + \left(\lambda + \frac{1}{r} \right) \sigma_{cr}(r) + \lambda \phi c_0 \right], \tag{14}$$

com a seguinte condição inicial:

$$t_{cr}(r_w) = \frac{2\pi r_w h}{q\lambda c_0} \sigma_{cr}(r_w). \tag{15}$$

O parâmetro $r_{cr}(t)$ que aparece nas equações de solução na região II (equações de número (10)) é definido como a inversa de $t_{cr}(r)$, em outras palavras, $t_{cr}(r_{cr}(t)) = t$.

A solução para tempos maiores que t_0 envolve a liberação das partículas nas seções radiais mais próximas do poço e sua captura em seções mais distantes dele, havendo um raio r_x antes do qual ocorre a liberação de partículas retidas e a partir do qual este fenômeno não ocorre mais. Afora disto, a solução do sistema é bastante similar a exposta para tempos menores que t_0 e por isso não será exposta aqui.

Resultados e Discussão

Com o fito de demonstrar claramente a influência da vazão na impedância, foram realizadas 4 simulações à diferentes vazões q_2 . Na Figura 3 são grafadas as impedâncias obtidas nessas simulações em função dos volumes porosos injetados:

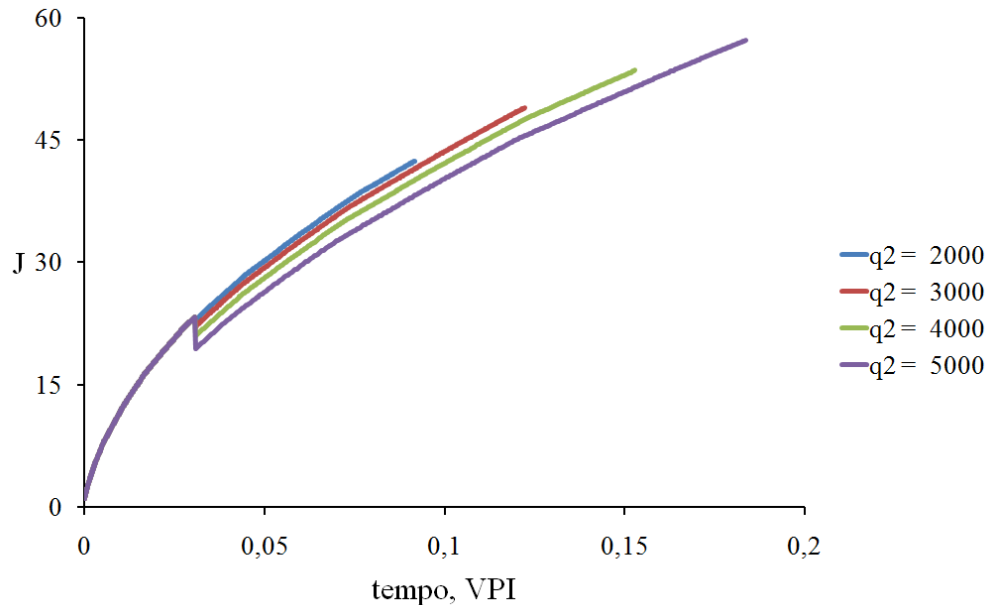


Figura 3: Gráfico de impedância x volumes porosos injetados para 4 vazões q_2 (m^3/dia) distintas.

Nas simulações apresentadas nas Figuras foram utilizados os seguintes parâmetros: $\phi = 29,96\%$, $\lambda = 48,2 \text{ m}^{-1}$, $\beta = 1750$, $c_0 = 100 \text{ ppm}$, $h = 50 \text{ m}$, $2r_w = 7,5 \text{ in}$, $r_e = 250 \text{ m}$, $q_1 = 1000 \text{ m}^3/\text{dia}$, $t_0 = 90$ dias e o tempo final da simulação foi 180 dias. A curva de concentração máxima retida utilizada como referência esta grafada na Figura 4 e é apresentada em (SIQUEIRA, F. D., 2010).

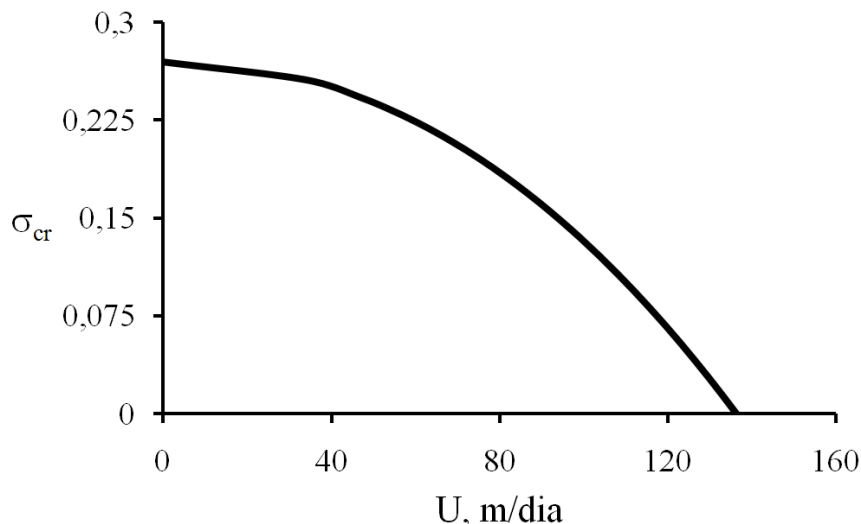


Figura 4: Gráfico de concentração máxima de partículas retida em função da velocidade de fluxo.

Todas as curvas da Figura 3 exibem uma diminuição instantânea de impedância quando da alteração da vazão de injeção. Isto se ocorre porque o aumento de vazão leva ao aumento das velocidades nas seções cilíndricas do meio poroso, o que por sua vez reduz a concentração máxima de partículas retidas. Essa redução, por força da hipótese 4, libera de imediato uma parte das partículas depositadas no meio poroso, diminuindo o dano. Algumas curvas estão grafadas em mais volumes porosos do que

outras porque a vazão q_2 nelas é maior, possibilitando uma injeção maior de água até o tempo limite da simulação (180 dias).

A comparação das curvas de impedância em função do tempo em volumes porosos injetados Figura 3 permite concluir que, num cenário onde o cumprimento de quota de injeção se faz necessário, é mais vantajoso injetar na maior vazão disponível, pois a resistência à injeção dessa quota é menor quanto maior for a vazão de injeção. Além disso, o aumento de injetividade ocasionado pela mudança de vazão não é suplantado posteriormente pelas vazões menores.

Conclusões

O modelo apresentado neste trabalho para a geometria radial possui solução semi-analítica que permite prever o transporte de suspensões nas vizinhanças dos poços injetores quando o reboco externo não se faz presente. Esta solução semi-analítica permite, portanto, a previsão de injetividade para o esquema de vazões proposto. Neste esquema de vazões, o modelo consegue explicar o aumento de injetividade ocasionado pelo aumento súbito da vazão de injeção.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Programa de Recursos Humanos da ANP PRH-20 pela bolsa de F. D. Siqueira, à UENF/LENEP pela infra-estrutura disponibilizada e à PETROBRAS pela disponibilização dos dados e de recursos ao longo da execução deste trabalho.

Referências Bibliográficas

ALTOÉ, J. E.; BEDRIKOVETSKY, P.; GOMES, A. C. A.; SIQUEIRA, A. G.; SOUZA, A. L. S. Effects of oil-water mobility on injectivity impairment due to suspended particles. In: *SPE paper 88501 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Perth, Australia, 2004*

BEDRIKOVETSKY, P. G.; MARCHESIN, D.; CHECAIRA, F.; SERRA, A. L.; RESENDE, E. Characterization of deep bed filtration system from laboratory pressure drop measurements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 64, n. 3, p. 167-177, 2001

BEDRIKOVETSKY, P.; SIQUEIRA, F. D.; FURTADO, C. A.; SOUZA, A. L. S. Modified Particle Detachment Model for Colloidal Transport in Porous Media. *Transport in Porous Media*, v. 86, n. 2, p. 353-383, 2010

CIVAN, F. *Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. 2nd ed.: Gulf Professional Publishing, 2007

HERZIG, J. P.; LECLERC, D. M.; GOFF, P. le. Flow of suspensions through porous media - application to deep bed filtration. *Industrial and Engineering Chemistry*, v. 65, n. 5, p. 8-35, 1970

PLUEN, P. Oilfield water management: Total's current practices & perspectives. In: *Seminar on Oilfield Water Management, Rio de Janeiro, October 17th 2007*, 2007

SIQUEIRA, F. D. *Teoria Alternativa para a Estabilização da Perda de Injetividade*. Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Brasil, 2010