

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Teoria Alternativa à Estabilização da Perda de Injetividade em Poços Injetores

AUTORES:

Fernando Diogo de Siqueira, Pavel Bedrikovetsky, Cláudio José Alves Furtado, Antônio Luiz Serra de Souza

INSTITUIÇÃO:

Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF) – Laboratório de Exploração e Produção de Petróleo (LENEP)

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.

Teoria Alternativa à Estabilização da Perda de Injetividade em Poços Injetores

Abstract

Injectivity decline with further stabilization was widely observed and reported in the literature. It can be explained by different physical mechanisms. The correct diagnosis of formation damage mechanism allows choosing the right damage removal technology during seawater injection and Produced Water Re-Injection (PWRI). The objective of this paper is to present a new approach to this phenomenon, as new scenarios have arisen onto which external cake erosion is not a feasible explanation. In order to do so, the basic equations of deep bed filtration will be presented and modified to account for particle dislodging. After, some laboratory data adjustment will be presented together with a well injectivity decline prototype curve. One striking feature of the proposed model is allowance of determination of all parameters from just the impedance (pressure drop) curve.

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. Neste sentido, o método de recuperação mais comum é a injeção de água para deslocamento do óleo. Embora a eficiência máxima desse deslocamento na escala do reservatório seja um problema relativamente bem conhecido BEDRIKOVETSKY (1992), o fenômeno da perda de injetividade ainda requer alguma elucidação.

Perda de injetividade é o aumento progressivo da resistência hidráulica (redução da permeabilidade) que se dá no decorrer da injeção. Este aumento se deve à captura das diversas partículas líquidas e/ou sólidas presentes na água. Ao serem capturadas, estas partículas reduzem ou obliteram os poros conectados, reduzindo seu diâmetro efetivo e, por conseguinte, aumentam 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 dos equipamentos associados.

Por essas razões se faz necessário construir modelos capazes de prever o comportamento da pressão. Com isso em mente foi desenvolvido o assim chamado modelo clássico (uma revisão mais completa encontra-se em BEDRIKOVETSKY et al. (2005). De fato, o modelo clássico é capaz de explicar boa parte dos dados de campo, não só das bacias brasileiras como do resto do mundo. Recentemente, porém, surgiram dados que não podem ser explicados por este modelo. Além disso, pesam contra ele argumentos teóricos (KHATIB (2006) e VAN DEN HOEK (2006)).

Um dos argumentos teóricos contra este modelo é que ele envolve mecanismos demais. Em outras palavras, o modelo clássico agrega diferentes formas de dano à formação num corpo que não é tão coeso quanto deveria. Nesse sentido, foi postulado que ao invés desses mecanismos, deve haver alguma mudança estrutural do meio poroso que explique a perda de injetividade.

Além disso, foram observados testes laboratoriais nos quais a injeção de água culmina na estabilização da permeabilidade. Ao contrário do que ocorre em poços, não foi observado reboco externo nestes testes. Ainda que isto ocorresse, deveria haver erosão neste reboco para que a queda de injetividade se estabilizasse, o que não pode ocorrer nestes testes porque não há fluxo paralelo ao reboco. Comportamento ainda mais peculiar ocorre caso, após a estabilização, seja alterada a vazão.

Caso ocorra o aumento da vazão, é observado um aumento na concentração de partículas a jusante do testemunho, além de uma diminuição na pressão de injeção. Caso ocorra diminuição na vazão, ocorre novamente filtração das partículas pelo meio poroso, com perda de injetividade até posterior

estabilização. Com efeito, isto é bastante diferente do esperado levando-se em conta o modelo clássico.

Este trabalho objetiva, portanto, propor uma alternativa ao modelo clássico, admitindo que não apenas o reboco externo pode ser afetado pela erosão como também as partículas depositadas no meio poroso. Ao incorporar este fenômeno, torna-se possível explicar a estabilização da permeabilidade em testes e também construir uma explicação mais coesa para o mesmo fenômeno que ocorre em escala de campo.

Metodologia

Para melhor modelar o fenômeno descrito anteriormente, seguir-se-á a mesma dedução proposta por HERZIG; LECLERC; GOFF (1970), mas estendida em 3 dimensões. Em suma, utiliza-se um balanço de partículas depositadas e em suspensão:

$$\frac{\partial(\sigma + \phi c)}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{U}c) = 0, \quad (1)$$

onde ϕ é a porosidade (assumida constante), σ é a concentração de partículas retidas (em vol./ vol. de meio poroso), c é a concentração de partículas em suspensão e $\mathbf{U}$ é o vetor velocidade (Darcy) de injeção. Seguindo essa mesma abordagem, introduz-se uma equação referente a cinética de captura:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda(\sigma)Uc, \quad (2)$$

onde λ é o coeficiente (função) de filtração (com possível dependência em σ) e U é o módulo do vetor velocidade.

Embora a equação (1) tenha sido escrita para o caso mais geral, serão usadas apenas casos especiais 1D. Sendo mais específico, tratar-se-á neste trabalho dos casos de teste de laboratório (geometria linear) e para poços (geometria radial).

Finalmente, deve-se introduzir uma relação para a variação como da permeabilidade com a quantidade de partículas depositadas. Para este fim, introduzimos a relação empírica:

$$k(\sigma) = \frac{k_0}{1 + \beta \sigma}, \quad (3)$$

onde k é a permeabilidade, k_0 é a permeabilidade inicial e β é uma constante chamada de coeficiente de dano à formação.

Para completamente determinar o modelo, falta escrever a função de filtração. A figura 1 mostra um esquema de como as partículas retidas estão dispostas na parede do poro. Considere uma “última” partícula depositada como mostra a figura (numa abordagem similar aquela adotada por CIVAN (1999), FREITAS; SHARMA (2001) e JIAO; SHARMA (1994). Sobre esta partícula atuam dois tipos de forças: as elétricas, cujo somatório tende a manter as partículas depositadas e as hidrodinâmicas, que tendem a retirar essas partículas. De início, as forças elétricas predominarão sobre as hidrodinâmicas e as partículas se depositam. Mas, com o aumento da deposição, diminuir-se-á a área livre ao fluxo no poro, aumentando assim a velocidade intersticial e com isso o arraste. Logo, as forças hidrodinâmicas terão o mesmo peso que as elétricas e isso estabilizará o tamanho do depósito interno,

estabilizando a permeabilidade. Como a força hidrodinâmica é dependente da velocidade, então a quantidade máxima depositada também deve depender da velocidade de injeção.

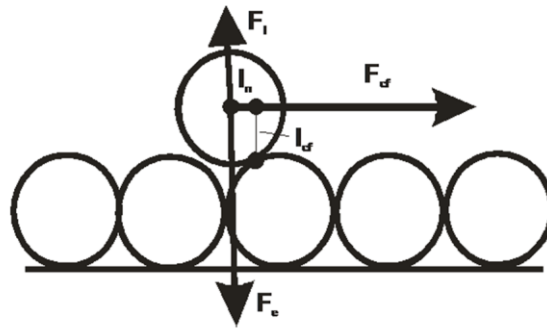


Figura 1: Esquema das forças atuantes sobre a partícula recém depositada.

Os argumentos acima sugerem que a função de filtração $\lambda(\sigma)$ deve ser zero a partir de uma determinada concentração máxima de partículas retidas $\sigma_{cr}(U)$, que é dependente da velocidade pois o arraste também o é. Isto está ilustrado na figura 2.

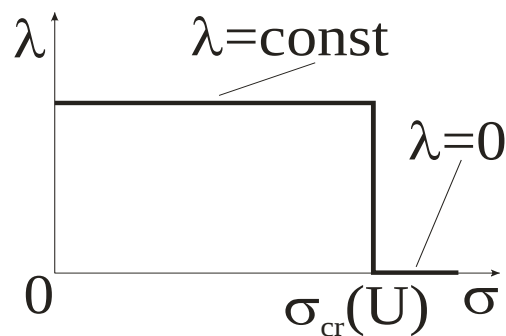


Figura 2: Gráfico da função de filtração $\lambda(\sigma)$.

Para solucionar o problema é necessário impor as condições iniciais e de contorno. Como condição inicial, usar-se-á a mais usual, ou seja, meio poroso limpo no início da injeção ($c = \sigma = 0$). Como condição de contorno, faremos $c = c_0 = \text{constante}$, com c_0 a concentração de injeção. Para resolver estas equações, utiliza-se o método das características.

Para validar a teoria proposta, será mostrado o ajuste de alguns dados laboratoriais. Após, serão exibidos os comportamentos esperados no tocante a poços.

Resultados e Discussão

Para melhor poder avaliar o dano à formação causado pela injeção de suspensões em meios porosos, é usual definir a quantidade chamada Impedância como:

$$J(t) = \frac{\frac{\Delta P(t)}{U(t)}}{\frac{\Delta P(0)}{U(0)}} = \frac{\Delta P(t)U(0)}{\Delta P(0)U(t)}, \quad (4)$$

onde $\Delta P(t)$ é o diferencial de pressão requerido para sustentar a vazão $U(t)$ no tempo t (usualmente medido em volumes porosos).

A figura 3 mostra o comportamento típico qualitativo do modelo proposto para injeção contínua de suspensões em testemunhos. Existem três momentos distintos de perda de injetividade (aumento de impedância): um mais rápido, contemplando a filtração profunda clássica sem efeito da quantidade máxima depositada; um mais lento, onde já começa ocorrer o acúmulo máximo nas porções mais próximas da injeção no meio poroso e finalmente um período final sem perda de injetividade, sinalizando que o meio poroso já foi completamente preenchido naquela velocidade.

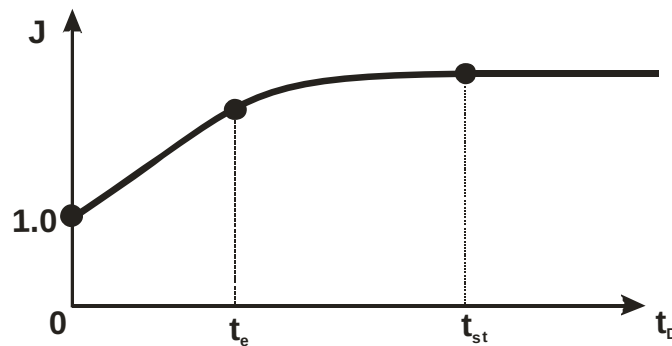


Figura 3: Comportamento típico da impedância em injeção contínua.

As figuras 4 e 5 mostram dois testes usados para validar o modelo (aqui chamados de 1º e 2º testes). A tabela 1 mostra os valores dos parâmetros usados para o ajuste. Para os parâmetros λ e β , é possível observar que estão na faixa usual.

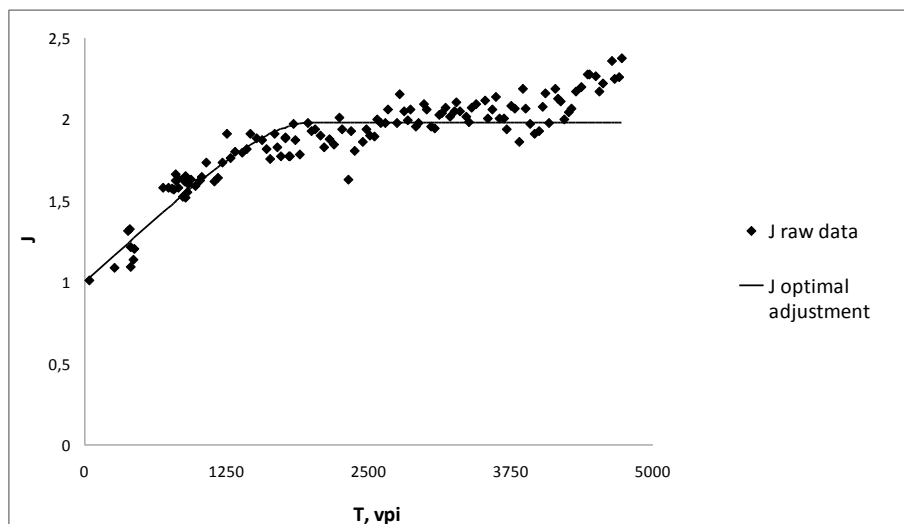


Figura 4: Ajuste do primeiro teste.

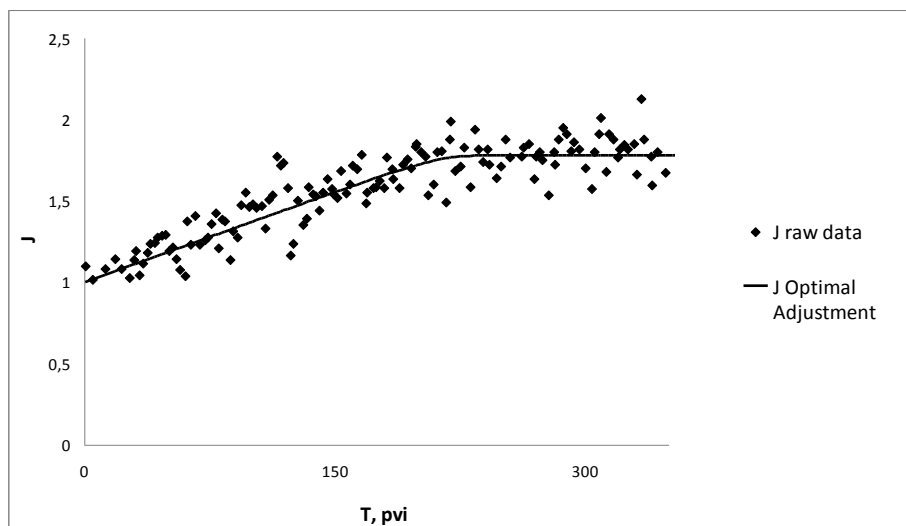


Figura 5: Ajuste do segundo teste.

Tabela 1: Valores dos parâmetros ajustados

Teste	ϕ (%)	k_0 (mD)	Profundidade (m)	β	λ (1/m)	Ponto (U , σ_{cr}) obtido pelo ajuste*
1º	7.7	78	3012	170	57.7	(0.0001; 0.0058)
2º	18.6	118	2974	400	207	(0.001; 0.002)

*: Unidades são (m/s; vol. / vol. meio poroso)

A figura 6 mostra uma curva típica de concentração máxima retida em função da velocidade. A figura 7 mostra a perda de injetividade calculada a partir dos dados da tabela 2 e da curva de concentração máxima retida em função da velocidade dada pela figura 6. Convém observar que a solução para poços deve levar em conta que a velocidade varia para cada secção transversal do meio poroso, o que acarreta em diferentes concentrações máximas para diferentes secções.

Tabela 2: Valores usados no cálculo da simulação da figura 7.

Parâmetro	Valor
Porosidade	29,96%
Concentração da Suspensão Injetada	100 ppm
Raio do Poço	10'' (0,254 m)
Raio Externo	250 m

Net Pay	50 m
Lambda	48,2 1/m
Beta	1750

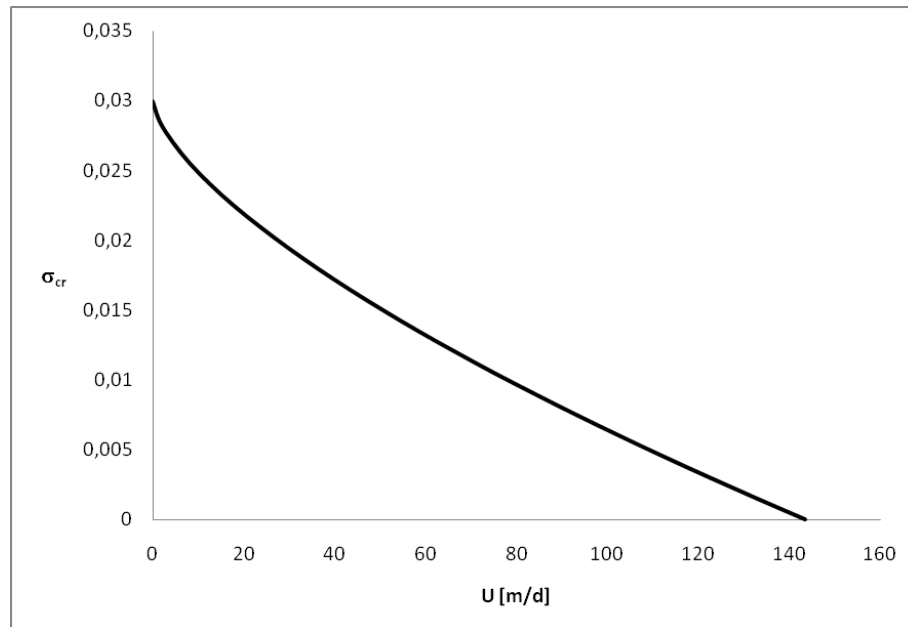


Figura 6: Curva de concentração retida máxima em função da velocidade.

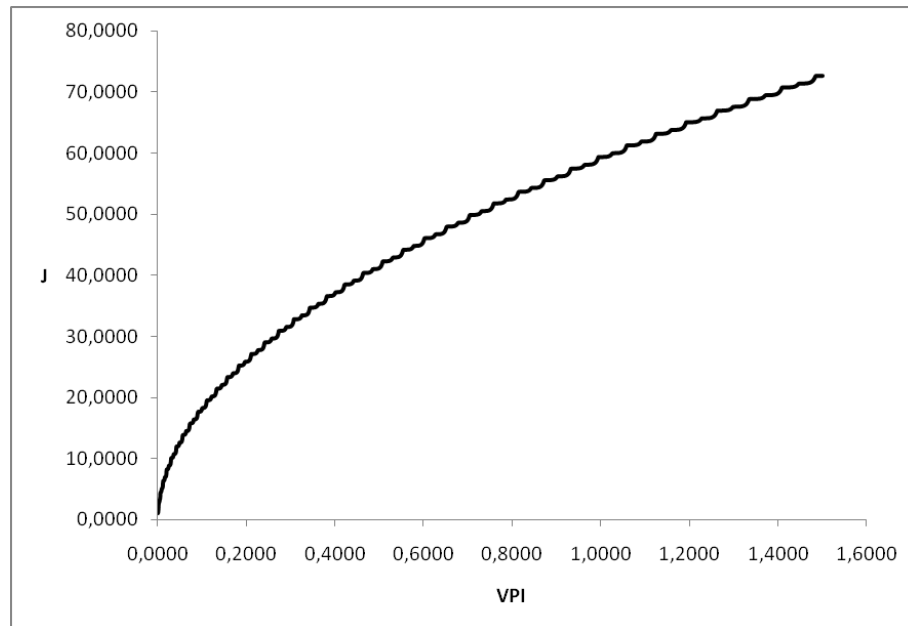


Figura 7: Simulação da perda de injetividade usando tabela 2 e figura 6. A vazão de injeção foi de 100 m³/d.

Conclusões

A figura 7 mostra uma simulação de injeção que vai muito além daquela esperada para vida útil de um poço típico e mesmo assim não ocorre estabilização, ao contrário do que ocorre em testemunhos. Foram repetidas varias simulações com parâmetros diferentes e esta tendência se confirmou,

mostrando que de fato o tempo requerido de injeção para total estabilização da impedância é simplesmente grande demais para ser observado na prática. Neste sentido, conclui-se que o poço dificilmente estabilizara sua permeabilidade no decorrer de sua vida útil.

Outra conclusão importante é que a introdução de mais um parâmetro permitiu, a princípio, a determinação de todos os coeficientes do modelo sem requerer outros testes, o que não ocorre no modelo clássico.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo (PRH-ANP), ao Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), e a UENF/LENEP/PRH20-ANP pela bolsa de estudos concedida durante a realização deste trabalho. Agradecemos também ao CENPES por disponibilizar os testes usados neste trabalho.

Referências Bibliográficas

BEDRIKOVETSKY, P. G. *Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery*. Kluwer Academic Publisher, 1992

BEDRIKOVETSKY, P., et al. Well-History-Based Prediction of Injectivity Decline (accounting for oil-water mobility variation during waterflooding). *SPE paper 93885 presented at the 2005 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20 - 23 June 2005*

CIVAN, F. Phenomenological Filtration Model for Highly Compressible Filter Cakes Involving Non-Darcy Flow. *SPE Mid-Continent Operations Symposium, SPE 52147*. Oklahoma City. 1999

FREITAS, M.; SHARMA, M. Detachment of Particles from Surfaces: An AFM Study. *Journal of Colloid and Interface Science*, pp. 73-82, 2001

HERZIG, J. P.; LECLERC, D.; GOFF, P. L. Flow of Suspensions through Porous Media - Applications to Deep Filtration. *Industrial and Engineering Chemistry*, pp. 8-35, 1970

JIAO, D.; SHARMA, M. Mechanism of Cake Build-up in Cross flow Filtration of Colloidal Suspensions. *Journal of Colloid and Interface Science*, pp. 454-462, 1994

KHATIB, Z. **Formation Damage Workshop** Macaé: UENF/LENEP,2006. (Comunicação oral).

VAN DEN HOEK, P. **Formation Damage Workshop** Macaé: UENF/LENEP,2006. (Comunicação oral).