

SIMULAÇÃO DE CURVAS DE RECUPERAÇÃO DE NAPLS POR BOMBEAMENTO. 1. APRESENTAÇÃO DO ALGORITMO

S. S. Cota¹, J. Warner² e N. L. Caicedo¹

Resumo - Este trabalho apresenta um modelo desenvolvido para simular a evolução temporal do volume recuperado de LNAPLs (óleos leves) e DNAPLs (óleos densos) em sistemas de bombeamento com rebaixamento da superfície freática, utilizando poços verticais e horizontais. O modelo simula a redução na taxa de entrada do óleo no poço de recuperação com o tempo devido à redução gradual da transmissividade da camada de óleo. O objetivo do modelo é prever as curvas de volume recuperado com o tempo de uma maneira simples e rápida, para que possa-se estimar o tempo necessário para a recuperação de determinado volume.

Palavras-chave - aquífero contaminado, NAPL, remediação.

1. INTRODUÇÃO

A recuperação de áreas contaminadas por fluidos imiscíveis (referidos por NAPLs ou óleos) se inicia, na maioria dos casos, com a remoção da fase líquida por bombeamento (U.S.EPA, 1996). Essa técnica é possível quando o contaminante encontra-se presente em saturações suficientemente altas para permitir seu fluxo. Informações sobre o tipo de NAPL, volume da fase livre no aquífero, extensão da pluma e dados hidrogeológicos da área são úteis para nortear as etapas de projeto das instalações e de planejamento da operação, visando um funcionamento otimizado da planta de recuperação.

¹ Instituto de Pesquisas Hidráulicas / Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Av. Bento Gonçalves, 9500, C.P. 15029, Porto Alegre / RS

² Civil Eng. Dept., Colorado State University, Fort Collins, CO, USA, 80523

Outra informação importante no projeto de plantas de recuperação é a previsão do tempo necessário para recuperar uma determinada fração do volume inicial do contaminante no aquífero. Esta estimativa não é simples de se obter, já que a taxa de recuperação de óleo apresenta uma tendência de queda constante ao longo do tempo de bombeamento. A queda na taxa de recuperação reflete a redução da transmissividade na camada de óleo, que, por sua vez, ocorre devido à redução da espessura e das saturações do óleo.

Uma das alternativas para se estimar o tempo de recuperação é o uso de modelos de fluxo multifásico, entre os quais cita-se Abriola e Pinder (1985) e Kaluarachchi e Parker (1990). Esses modelos são bastante confiáveis, mas de difícil uso e demandam de considerável tempo computacional. Para contornar esses problemas, tem-se pesquisado modelos mais simplificados, tais como Parker et al. (1994), Waddill e Parker (1997) e Sale e Applegate (1997).

Seguindo essa tendência, apresenta-se, neste trabalho, um modelo desenvolvido para simular a evolução temporal do volume recuperado de LNAPLs (óleos leves) e DNAPLs (óleos densos), em sistemas de bombeamento com rebaixamento da superfície freática, utilizando poços verticais e horizontais. A aplicação do modelo a plantas de recuperação e a comparação dos resultados da simulação com dados de campo serão mostradas no 2º artigo (*Cota et al.*, neste volume).

2. DESENVOLVIMENTO DO ALGORITMO

Inicialmente, o código calcula o gradiente hidráulico induzido na camada de óleo devido ao bombeamento de água. Calcula-se também o volume específico (volume de óleo / área planimétrica) do óleo no início da operação, a permeabilidade relativa média do óleo e a transmissividade inicial da camada de óleo. Usando esses dados, o modelo calcula a taxa inicial de recuperação de óleo e o volume recuperado no primeiro intervalo de tempo. A espessura da camada de óleo é reduzida com base no volume recuperado neste intervalo de tempo e o programa atualiza o valor de todos os parâmetros para essa nova espessura. Nos casos onde há um esquema de bombeamento para a água, o código também atualiza o gradiente hidráulico induzido em cada poço, em cada tempo estipulado.

2.1. GRADIENTE HIDRÁULICO DA CAMADA DE ÓLEO

No sistema de recuperação simulado pelo programa, o gradiente hidráulico induzido na camada de óleo é considerado igual ao rebaixamento que a superfície piezométrica experimenta como resultado de uma determinada taxa de bombeamento de água. Essa consideração tem sido usada por outros pesquisadores (Charbeneau e Chiang, 1995; Sale e Applegate, 1997). Além disso, assume-se regime permanente para o cálculo do rebaixamento do freático. O efeito de múltiplos poços é considerado pelo uso do princípio da superposição. Nesses casos, o efeito do rebaixamento em outros poços em um poço particular é estimado em função da distância radial entre os poços.

Para poços verticais, o rebaixamento da superfície freática no poço é calculado usando a equação de Theim (Charbeneau e Chiang, 1995)

$$i_o = \frac{q_w \cdot \ln(R / r_w)}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot D_w} \quad (1)$$

onde i_o é o gradiente hidráulico induzido na camada de óleo, q_w é a taxa de bombeamento de água, R é o raio de influência do poço, r_w é o raio do poço de recuperação, K é a condutividade hidráulica saturada e D_w é a espessura da camada de água.

O gradiente hidráulico induzido na camada de óleo no caso do uso de poços horizontais é calculado da mesma forma, apenas considerando a geometria linear através da Equação de Darcy (Sale e Applegate, 1997)

$$i_o = \frac{q_w}{K \cdot D_w \cdot L_w} \quad (2)$$

onde L_w é o comprimento do poço horizontal.

2.2. CÁLCULO DO VOLUME ESPECÍFICO

O volume específico de óleo é calculado baseado no método de integração do perfil de saturações de óleo. Esse método utiliza-se da espessura do óleo no poço e dos parâmetros característicos do solo e do óleo e assume condições de equilíbrio vertical para estimar o volume de óleo por área planimétrica de aquífero (Farr et al., 1990; Lenhard e Parker, 1990; McWhorter e Kueper, 1996). O programa permite ao usuário escolher entre as relações de saturação e pressão capilar de Brooks-Corey (Brooks e Corey, 1964) ou van Genuchten (van Genuchten, 1980).

2.3. CÁLCULO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

Para LNAPLs, o programa utiliza o modelo de Mualem (Mualem, 1976), com as relações de Brooks-Corey e van Genuchten, para permeabilidade relativa, aplicado a sistemas trifásicos por Parker et al. (1987). Para DNAPLs, o sistema é essencialmente bifásico e, nesses casos, o código utiliza o modelo de Burdine (Burdine, 1953), com a relação de Brooks-Corey, e Mualem, com a relação de van Genuchten. A permeabilidade relativa média na camada de óleo é calculada utilizando as permeabilidades locais ao longo do perfil do solo, que são funções das saturações em cada profundidade.

A taxa efetiva de recuperação de óleo é calculada considerando a capacidade de transmissão de óleo pelo aquífero e ainda que todo óleo que flui para o poço de recuperação é prontamente bombeado. Para isso, o programa utiliza o gradiente hidráulico induzido calculado e a transmissividade da camada de óleo nas equações de Theim (para poços verticais) e de Darcy (para poços horizontais).

Após um intervalo de tempo de cálculo, o volume específico do óleo que ainda permanece no aquífero é calculado por

$$V_o(t + \Delta t) = V_o(t) - RR(t) \cdot \Delta t / A \quad (3)$$

onde t refere-se ao intervalo de cálculo atual, $t + \Delta t$ refere-se ao intervalo seguinte, V_o é o volume específico de óleo no aquífero, RR é a taxa de recuperação de óleo e A é a área planimétrica da pluma de óleo.

A principal simplificação nesta equação é que a camada de óleo é igualmente deplecionada durante a recuperação. Em algumas situações, essa consideração pode ser muito forte, como no início do bombeamento, mas, se o sistema total é analisado, a tendência do óleo de drenar para o topo do aquífero suporta essa consideração.

3. CONCLUSÕES

O programa calcula a taxa de recuperação de óleo baseado na transmissividade atual da camada de óleo e utiliza uma abordagem pseudo-transiente para atualizar a taxa de recuperação a cada intervalo de cálculo. Apesar de sua simplicidade, o código apresenta boa predibilidade, como vai-se verificar nos casos examinados no 2º artigo.

Em resumo, as seguintes considerações são utilizadas pelo programa: equilíbrio vertical no cálculo do perfil de saturação do óleo; regime permanente durante cada

intervalo de cálculo; rebaixamento na camada de óleo equivalente ao rebaixamento induzido na superfície freática; camada de óleo é uniformemente deplecionada durante o processo de recuperação; desconsideração de efeitos histeréticos. Como resultado, o programa tem aplicação limitada na predição da recuperação de poços em particular no sistema e na simulação de pequenos períodos de tempo.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRIOLA, L.M.; PINDER, G.F. Multiphase Approach to the Modeling of Porous Media Contamination by Organic Compounds. 1. Equation Development, **Water Resources Research**, v.21, n.1, p.11-18, Jan. 1985.
- BROOKS, R.H.; COREY, A.T. Hydraulics properties of porous media, Colorado State University, **Hydrology Papers n.3**, Mar. 1964. 27p.
- BURDINE, H.T. Relative permeability calculations from pore-size distribution data, **Trans. Soc. Pet. Eng. AIME**, v.198, p.71-78, 1953.
- CHARBENEAU, R.J.; CHIANG, C.Y. Estimation of free- hydrocarbon recovery from dual-pump systems, **Ground Water**, v.33, n.4, p.627-634, Jul.-Aug. 1995.
- FARR, A.M.; HOUGHTALEN, R.J.; McWHORTER, D.B. Volume estimation of light nonaqueous phase liquids in porous media, **Ground Water**, v.28, n.1, p.48-56, Jan.-Feb. 1990.
- KALUARACHCHI, J.J., e J.C. PARKER, Modeling Multicomponent Organic Chemical Transport in Three-Fluid-Phase Porous Media, **Journal of Contaminant Hydrology**, v.5, p.349-374, 1990.
- KALUARACHCHI, J.J.; PARKER, J.C.; LENHARD, R.J. A numerical model for areal migration of water and light hydrocarbon in unconfined aquifers, **Adv. Water Resources**, v.13, n.1, 1990.
- LENHARD, R.J.; PARKER, J.C. Estimation of free hydrocarbon volume from fluid levels in monitoring wells, **Ground Water**, v.28, n.1, p.57-68, p.418-426, Jan.-Feb. 1990.
- McWHORTER, D.B.; KUEPER, B.H. Mechanics and mathematics of the movement of dense-non-aqueous phase liquids (DNAPLs) in porous media, In: PANKOW, J.F.; CHERRY, J.A. **Dense chlorinated solvents and other DNAPLs in groundwater: history, behavior and remediation.**, Waterloo: Waterloo Press, 1996. p.89-128.

- PARKER, J.C.; LENHARD, R.J.; KUPPUSAMY, T. A parametric model for constitutive properties governing multiphase flow in porous media, **Water Resources Research**, v.23, n.4, p.618-624, Apr. 1987.
- PARKER, J.C.; ZHU, J.L.; JOHNSON, T.G. et al. Modeling free product migration and recovery at hydrocarbon spill sites, **Ground Water**, v.32, n.1, p.119-128, Jan.-Feb. 1994.
- MUALEM, Y., A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media, **Water Resources Research**, v.12, 1976.
- SALE, T.C.; APPLGATE, D.H. Mobile NAPL recovery: conceptual, field and mathematical considerations, **Ground Water**, v. 35, n.3, May-Jun. 1997.
- U.S.EPA. **How to effectively recover free product at leaking underground storage tank sites: a guide for state regulators**, EPA/510-R-96-001, Sep. 1996.
- VAN GENUCHTEN, M.T. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils, **Soil Sci. Soc. Am. J.**, v.44, p.892-898, 1980.
- WADDILL, D.W.; PARKER, J.C. A semianalytical model to predict recovery of light, nonaqueous phase liquids from unconfined aquifers, **Ground Water**, v.35, n.2, p.280-290, Mar.-Apr. 1997.