

# UTILIZACION DE TRITIO PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS DE RECUPERACION DE PETROLEO EN LA CUENCA NEUQUINA

Somaruga, C.A.

Departamento de Física, Universidad Nacional del Comahue.(8300) Neuquén, Arg.

Contacto: [csomarug@uncoma.edu.ar](mailto:csomarug@uncoma.edu.ar)

## RESUMEN

Se desarrolló y resolvió numéricamente un modelo para el flujo de agua tritiada en reservorios de petróleo sometidos a recuperación secundaria, a fin de interpretar resultados experimentales, logrados en un ensayo de campo, en la cuenca Neuquina.

Se plantearon las ecuaciones diferenciales que representan el problema bidimensional de flujo de agua y transporte de trazador en un esquema de inyección de agua denominado “seven spot invertido”, considerando un sistema balanceado de inyección-producción. Para la resolución se utilizaron elementos finitos (Método de Galerkin Standard) tanto para la obtención de los campos de presión y velocidades como para la solución de la ecuación de convección-dispersión, que representa el transporte del trazador soluble en la fase acuosa en movimiento.

## INTRODUCCION

La extracción de petróleo es un proceso que se desarrolla en etapas consecutivas denominadas primaria, secundaria y terciaria. La primaria ocurre cuando la salida del petróleo es espontánea o por bombeo mecánico. La secundaria implica la inyección de agua por determinados pozos (inyectores) forzando el desplazamiento del petróleo hacia el resto de los pozos (productores) (Figs.1 y 2). La terciaria constituye una variante de la secundaria combinando la acción del agua y otros agentes tales como polímeros y/o surfactantes que potencian el lavado y desplazamiento del petróleo remanente.

Cuando se decide un replanteo o la implementación de una nueva técnica de producción se debe poseer información confiable acerca del estado actual del reservorio. Los métodos tradicionales de evaluación de reservorios, principalmente los análisis de testigos y perfilajes, dan información “localizada” de sus parámetros. El ensayo de trazadores en cambio brinda información representativa de todo el espacio entre pozos. La faz operativa de un ensayo de trazadores se inicia generalmente durante la etapa de recuperación secundaria, mediante la inyección de una sustancia fácilmente identificable, en el conducto que transporta agua al interior de una formación petrolera (Fig. 1). Se espera que la sustancia inyectada fluya invadiendo los espacios porales ocupados por el agua y pueda ser extraída en los pozos productores. Su detección y medición a lo largo del tiempo, debiera permitir la obtención de información estructural y de distribución de los fluidos.

Para interpretar las curvas de salida del trazador (concentración vs. tiempo) se requiere simular convenientemente los procesos de transporte que ocurren en el medio

poroso, lo que conduce habitualmente a la formulación de ecuaciones diferenciales del tipo convección-difusión (CDE).

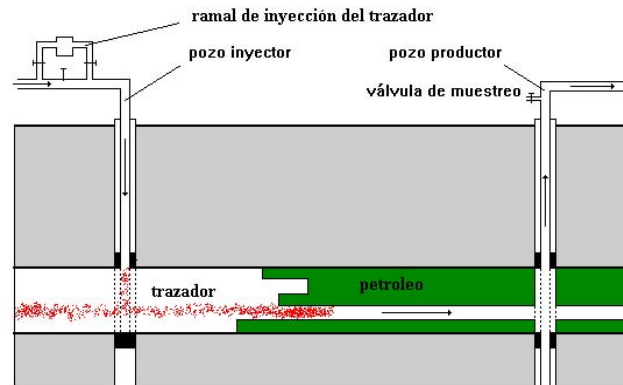


Figura 1. Desplazamiento de petróleo por agua y camino esquemático de los trazadores.

Los métodos de resolución analíticos de la CDE,<sup>1</sup> están acotados en su desarrollo por su inaptitud para resolver modelos físicos complejos<sup>2,3</sup>. Los métodos numéricos y en particular el de Elementos Finitos, fueron utilizados inicialmente en problemas bidimensionales en medios homogéneos<sup>4,5</sup> y si bien tienen problemas de estabilidad<sup>6</sup>, son versátiles y de implementación cada día mas simple.

En este trabajo se intenta dar una visión global de los ensayos de trazadores. Sin pretender profundizar en el campo de los métodos numéricos, se abordan algunos aspectos vinculados a la simulación necesarios para una adecuada interpretación de resultados. Se intenta demostrar la factibilidad de simular los ensayos en forma confiable, aún en situaciones de escasos recursos informáticos.

## METODOLOGIA DE CALCULO

El fin de cualquier proyecto de recuperación secundaria sobreviene cuando por los pozos productores se extrae una gran fracción de agua, constituyendo el petróleo remanente una fase prácticamente inmóvil. Una configuración de pozos similar a la del ensayo presentado, puede apreciarse en la Fig.2. El esquema básico (hexagonal) se repite en el yacimiento.

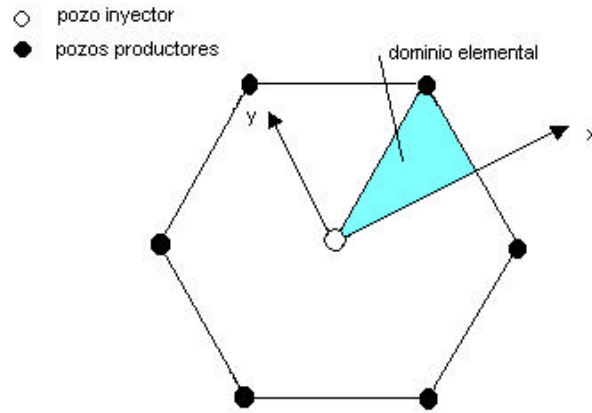


Figura 2. Esquema de inyección “seven spot”

La extracción de petróleo por inyección de agua, es “balanceada” si los caudales inyectados son todos iguales entre sí y lo mismo sucede con los caudales producidos. Entonces es posible delimitar el dominio “elemental” indicado.

La ecuación que relaciona la velocidad de filtración del agua con el gradiente de presión, es la ley de Darcy, que para un medio horizontal e isótropo se reduce a<sup>7</sup>,

$$\vec{v} = -\frac{k k_{rw}}{m} \vec{\nabla} p \quad (1)$$

$k$  y  $k_{rw}$  son las permeabilidades (absoluta y relativa de la fase mojante) y  $m$  la viscosidad. Definiendo un potencial general:

$$\Psi = \frac{k p}{m} \quad (2)$$

y considerando fluidos incompresibles, obtenemos

$$\vec{\nabla} k_{rw} \cdot \vec{\nabla} \Psi + k_{rw} \nabla^2 \Psi = 0 \quad (3)$$

El trazador se inyecta en el pozo inyector en forma de pulso de concentración  $C_0$ . Se considera que previo a la inyección no hay trazador en el dominio. Suponiendo que prevalece el transporte por convección con dispersión hidrodinámica, debe cumplirse:

$$\vec{\nabla} \cdot (C \vec{v} + \vec{j}) = -f \frac{\partial C}{\partial t} \quad (4)$$

$f$  es la porosidad y  $\vec{j}$  la densidad de flujo difusivo–dispersivo,

$$\vec{j} = -\overline{D} \cdot \vec{\nabla} C \quad (5)$$

$\overline{D}$  es el tensor de dispersión hidrodinámica<sup>7</sup>,

$$\overline{\overline{D}} = \mathbf{f} D_m \overline{\overline{I}} + \frac{\mathbf{a}_L}{|\vec{v}|} \begin{bmatrix} v_x^2 & v_x v_y \\ v_y v_x & v_y^2 \end{bmatrix} + \frac{\mathbf{a}_T}{|\vec{v}|} \begin{bmatrix} v_y^2 & -v_x v_y \\ -v_y v_x & v_x^2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

$D_m$  es el coeficiente de difusión molecular,  $\overline{\overline{I}}$  es la matriz identidad,  $\mathbf{a}_L$  es la dispersividad longitudinal del medio,  $\mathbf{a}_T$  es la dispersividad transversal del medio y  $v_x, v_y$  son componentes escalares de la velocidad  $\vec{v}$ . Con las Ecs.4,5 y 6 y considerando iguales dispersividades longitudinal y transversal:

$$\mathbf{f} \frac{\mathcal{C}}{\mathcal{L}} + v_x \frac{\mathcal{C}}{\mathcal{K}} + v_y \frac{\mathcal{C}}{\mathcal{Y}} = D_{11} \frac{\mathcal{C}^2}{\mathcal{K}^2} + D_{22} \frac{\mathcal{C}^2}{\mathcal{Y}^2} + \frac{\mathcal{D}_{11}}{\mathcal{K}} \frac{\mathcal{C}}{\mathcal{K}} + \frac{\mathcal{D}_{22}}{\mathcal{Y}} \frac{\mathcal{C}}{\mathcal{Y}} \quad (7)$$

$D_{11}$  y  $D_{22}$  son los elementos diagonales del tensor de la Ec.6. La Ec.7 debe resolverse con  $\vec{j} = 0$ , en todo el contorno excepto en los bordes de los pozos inyector y productor.

Se divide el dominio en elementos triangulares y se proponen<sup>8</sup>, para las Ecs.3 y 7,

$$\Psi^* = \sum_{i=1}^6 N_i \Psi_i \quad \text{y} \quad C^* = \sum_{i=1}^n N_i C_i \quad (8)$$

El índice “i” identifica los nodos. Las  $N_i$  son funciones de forma cuadráticas y los  $\Psi_i$  y  $C_i$  son los correspondientes valores nodales. Las soluciones propuestas deben cumplir la condición de residuos nulos. Empleando Galerkin Standard y ensamblando,

$$\overline{\overline{K}} \cdot \vec{\Psi}^* = \vec{f} + \vec{R} \quad (9)$$

$\vec{f}$  y  $\vec{R}$  son vectores asociados a los flujos en los contornos<sup>8</sup>. Además,

$$\overline{\overline{M}} \frac{\vec{\mathcal{C}}^*}{\mathcal{L}} + \left( \overline{\overline{K}}_u + \overline{\overline{K}}_d \right) \vec{\mathcal{C}}^* = 0 \quad (10)$$

$\overline{\overline{K}}$ ,  $\overline{\overline{M}}$ ,  $\overline{\overline{K}}_u$  y  $\overline{\overline{K}}_d$  son las matrices de rigidez, masa, convectiva y dispersiva.

Se resolvió la Ec.9 obteniéndose el potencial general y por derivación las velocidades de filtración. Luego se resolvió la Ec.10, mediante un esquema implícito (Euler hacia atrás). En la Fig.3 se muestran los resultados. Se presentan las concentraciones, en función de la fracción del volumen poral inyectado (VPI). Las concentraciones se expresan en relación a la correspondiente a un pulso rectangular de entrada equivalente a 0.05 VP. La coincidencia con las curvas presentadas por Young<sup>4</sup> para  $\alpha=1$ m. es excelente. Se aprecian oscilaciones para valores del Peclet numérico<sup>8</sup>

$$Pe_n = \frac{|\vec{v}| d}{D} = \frac{d}{\mathbf{a}} \quad (11)$$

superiores a 92. En la Ec. 11,  $d$  es una dimensión característica del elemento.

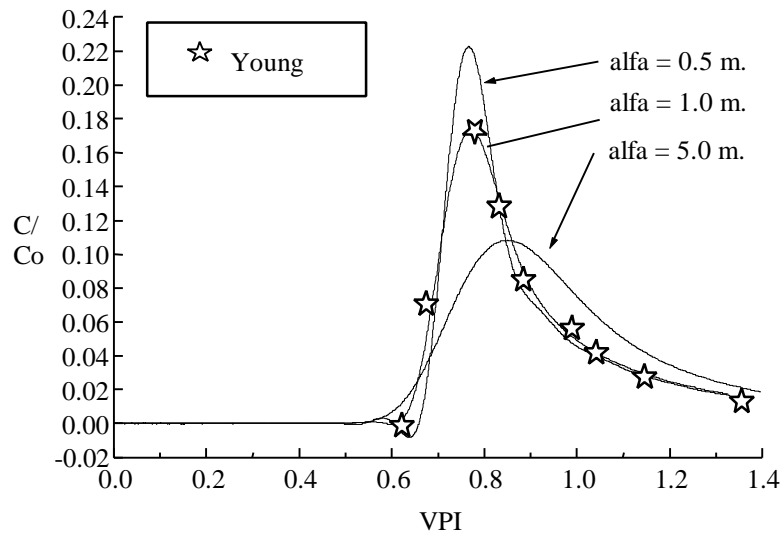


Figura 3 . Concentración con elementos de tamaño  $d=46 \text{ m}$ .

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Se inyectaron  $A_I = 10 \text{ Ci}$ . de agua tritjada en el pozo inyector 88 (Fig. 4). Posteriormente se ha medido la concentración de Tritio, por centelleo liquido, en todos los pozos de la malla. Hasta el momento se lo ha detectado solo en los pozos 46 y 145.

Los caudales requeridos en la simulación son los dirigidos entre cada par inyector-productor. Se obtuvo un valor de  $10 \text{ m}^3/\text{día}$  entre los pozos 88 y 46, haciendo:

$$q_{pi} = \frac{q_I}{A_I} \cdot \int_0^t q_p C dt \quad (12)$$

donde  $q_p$  es el caudal del pozo productor y  $q_I$  es el caudal del inyector de la malla.

La simulación se ha realizado considerando un esquema de inyección balanceado, si bien se insinúa una dirección preferencial. El mejor ajuste logrado se aprecia en la Fig.5.

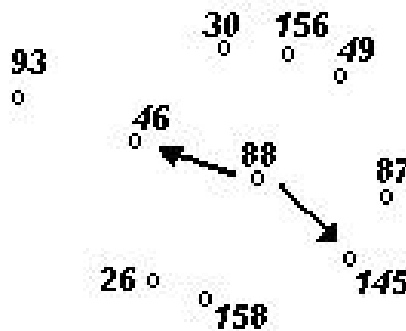


Figura 4. Malla del yacimiento ensayada.

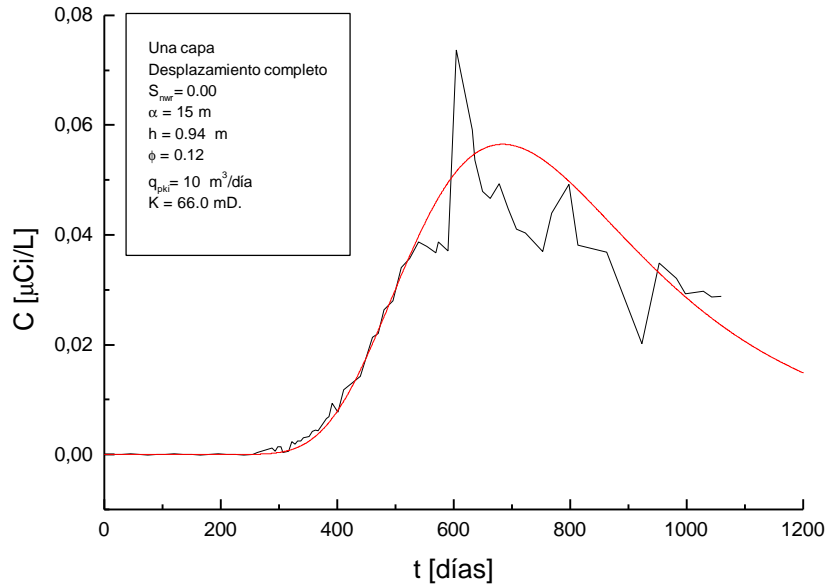


Figura 5. Ajuste entre simulación y mediciones del pozo 46.

El espesor de la capa comunicante podría alcanzar el valor 1.57 m si se considera la saturación residual de petróleo proyectada ( $S_{nwr} = 0.4$ ). Teniendo en cuenta valores de espesores obtenidos de perfiles<sup>9</sup>, se observa que la capa de mayor permeabilidad (y por lo tanto de respuesta más rápida) tendría un espesor aproximado de 3 m. y una permeabilidad máxima de 50 miliDarcy. Esto estaría sugiriendo la existencia de una mayor saturación residual de petróleo. El valor de permeabilidad ajustado (66.0 miliDarcy) es mayor que el máximo observado en los perfiles del pozo (50 miliDarcy) lo que podría atribuirse a la presencia de un sistema de fracturas, muy frecuentes en esas regiones del anticlinal. Esto justificaría los elevados valores de dispersividad ajustados (indicativos de heterogeneidades a escala mucho mayor que la de los testigos de roca). Finalmente cabe mencionar que hasta el momento se ha recuperado menos del 15 % del trazador inyectado por lo que el ensayo continúa, aguardándose la respuesta de las capas de menores permeabilidades.

## RECURSOS INFORMATICOS

La simulación se realizó mediante el empleo del utilitario Mathematica 2.2.3 de Microsoft, en una PC Pentium de 333 Mhz y 130 Mb de Ram.

## REFERENCIAS

1. Abbaszadeh-Dehghani M. y Brigham W. "Tracer Testing for Reservoirs Description". Journal of Petroleum Technology, N°5 , 519-527 (1987).
2. McIntyre F., Polkowski G., Bron J. y Pow M.. "Radioactive Tracers Monitor Solvent Spreading in Rainbow Vertical Hydrocarbon Miscible Flood". SPE Reservoir Engineering, N°2, pp 273 (1988).

3. Ohno K., Nanba T. y Horne R. "Analysis of an Interwell Tracer Test in a Depleted Heavy Oil Reservoir". SPE Formation Evaluation, N°12, pp 487 (1987).
4. Young, L. "A Finite Element Method for Reservoir Simulation" SPE Journal, N°2, pp 115-128 (1981).
5. Shum, Y. "Use of the Finite Element Method in the Solution of Diffusion Convection Equation". SPE Journal, N°6, 139-144 (1971).
6. Codina, R. A Finite Element Formulation for the Numerical Solution of the Convection Diffusion Equation. Monografía N°14, Cap. 2. International Centre for Numerical Methods in Engineering.. Ed. CIMNE, Barcelona, Spain. (1993).
7. Dullien F.A. Porous Media, Fluid Transport and Pore Structure. Cap. 5 y 6. 2<sup>nd</sup> Edition. Academic Press, Toronto. (1990).
8. Zienkiewicz O.C. Finite Element Method, in Structural and Continuum Mechanics. McGraw Hill, London, (1967).
9. Compañía Petrolera Perez Companc SA. Informe interno. Neuquén, Argentina (1994).