

EVALUACIÓN DE LA HETEROGENEIDAD DE ROCAS A TRAVÉS DE UN COEFICIENTE DE LORENZ CORREGIDO, PARA RESERVORIOS PETROLEROS SUJETOS A RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y ENSAYADOS CON TRAZADORES.

CUENCA NEQUINA, ARGENTINA

Ezequiel Álvarez Gómez¹, Yamila Núñez¹, Victoria de la Fuente¹, Carlos Somaruga¹

1: Universidad Nacional del Comahue.

eze0602@hotmail.com, yamila_gn@hotmail.com, mvfuente@gmail.com, csomarug@gmail.com

Palabras clave: heterogeneidad de reservorios petroleros, coeficiente de Lorenz, trazadores, líneas de corrientes, recuperación secundaria de petróleo

ABSTRACT

Rock's Heterogeneity Evaluation using a Revised Lorenz Coefficient, from Interwell Tracer Tests performed in Waterflooding Oil Reservoirs. Neuquén Basin, Argentina

Rocks' heterogeneity is usually evaluated using the Lorenz coefficient obtained from an F-PHI plot. However an F-PHI curve, obtained from an interwell tracer record, does not only represent the effect of heterogeneity, it also represents the effect of the flow geometry. This is why the authors believe it is necessary to distinguish between these both effects to achieve a better evaluation of heterogeneity. This paper introduces an alternative way to calculate the Lorenz coefficient from F-PHI plots. In this way, only heterogeneity effect is considered and the geometry effect is canceled.

The application of this new method requires having interwell tracer records and compute streamlines in a homogeneous medium.

INTRODUCCIÓN

Los ensayos con trazadores son de gran importancia en la explotación de petróleo, así lo demuestra el gran número de ensayos efectuados en todo el mundo durante los últimos 60 años. Durante la recuperación secundaria de petróleo se inyecta agua en pozos inyectoras para empujar el petróleo hacia los pozos productores, donde es extraído. La recuperación secundaria termina cuando el corte de agua aumenta hasta un punto en el cual la inyección de agua pasa a ser económicamente ineficiente. En ese momento el flujo dentro del reservorio está constituido principalmente por agua de inyección. El petróleo que permanece en el reservorio se encuentra, en parte, estancado en el volumen barrido (en condiciones de saturación residual) pero también puede encontrarse en grandes volúmenes porales de la roca que no han sido contactados por el agua de inyección. Este barrido incompleto del petróleo es

consecuencia de las usualmente desfavorables diferencias de movilidad entre el agua y el petróleo y de la heterogeneidad innata de los reservorios. Estas son las causas de los problemas de canalizaciones de agua entre pozos inyectores y productores que dificultan conseguir eficiencias de barrido aceptables.

Los ensayos con trazadores permiten identificar estos problemas, y obtener valiosa información de suma utilidad a la hora de llevar a cabo acciones correctivas. Dentro de esta información se encuentra la posibilidad de evaluar la heterogeneidad de la roca en la zona ensayada.

En este trabajo se demuestra que a partir de registros de trazadores y del cálculo de líneas de corriente es posible realizar una evaluación interesante y confiable de la heterogeneidad de la roca.

HETEROGENEIDAD DE UN RESERVORIO

La heterogeneidad en la permeabilidad de un reservorio influye drásticamente en el flujo de los fluidos del reservorio y en particular en el de los trazadores que se inyecten.

La heterogeneidad es un atributo difícil de cuantificar, mostrando un gran impacto sobre la eficiencia de barrido de un proyecto de recuperación secundaria.

Es usual hablar de dos tipos de heterogeneidades: vertical y areal.

Heterogeneidad vertical

La permeabilidad dentro de las distintas capas a menudo varía en más de un orden de magnitud, afectando apreciablemente el barrido vertical. La heterogeneidad vertical suele ser cuantificada usando 2 métodos desarrollados en los años 40' y 50', el coeficiente de Lorenz y el coeficiente de variación de Dykstra-Parsons:

- Coeficiente de Lorenz (L_C): es un parámetro simple, introducido por Schmalz y Rahme, que describe el grado de heterogeneidad dentro de un espesor de arena neta petrolífera. El método requiere ordenar un conjunto de datos de permeabilidad, calcular la capacidad de flujo ($F = \sum k$ normalizado), la capacidad de almacenamiento ($PHI = \phi h$ normalizado) y graficar la primera en función de la segunda para obtener un diagrama F-PHI. Se generan curvas como las de la Figura 1.

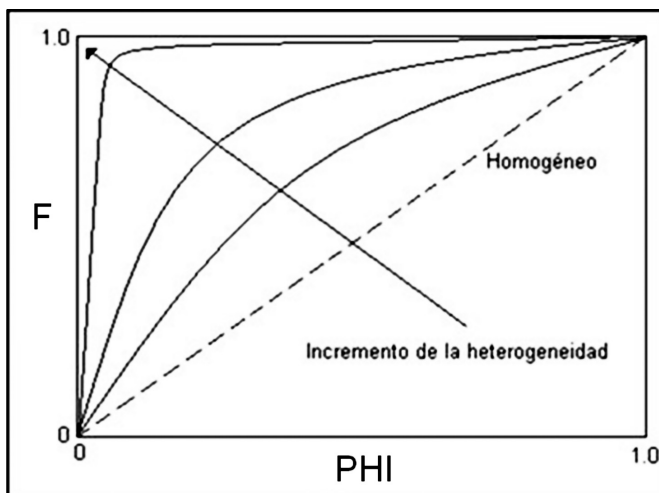


Figura 1. Capacidad flujo vs Capacidad de almacenamiento.

Cuanto más se alejan las curvas del comportamiento lineal mayor es la heterogeneidad vertical. A partir del gráfico se visualiza la *definición clásica de L_C* :

$$L_C = \frac{\text{Área por encima de la recta de } 45^\circ \text{ que pasa por el origen}}{\text{Área por debajo de la recta de } 45^\circ \text{ que pasa por el origen}} \quad (1)$$

Si L_C vale 0 el medio es homogéneo verticalmente, mientras que si vale 1 el medio es completamente heterogéneo en la dirección vertical.

- Coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons (V_{DP}): es una medida estática de la no uniformidad de un conjunto de datos. El método, también conocido como “Técnica de ordenamiento de la permeabilidad”, consiste en determinar la variación de permeabilidad V_{DP} a partir de la mediana y la varianza de un conjunto ordenado de información de permeabilidades.

Heterogeneidad areal

Se reconoce que los reservorios presentan variaciones en la permeabilidad en la dirección lateral. Por eso se han desarrollado una variedad de técnicas de estimación geoestadística con la finalidad de describir de forma precisa la distribución espacial de las propiedades de la roca. Estas técnicas implican la interpolación entre puntos con información conocida y la extrapolación más allá de valores con información conocida. Comúnmente estas propiedades se conocen como variables regionalizadas. Los cambios areales en permeabilidad afectan la distribución de la presión y el barrido areal.

Evaluación de la Heterogeneidad mediante trazadores

En proyectos de recuperación secundaria de petróleo se puede evaluar la heterogeneidad del reservorio mediante ensayos con trazadores (Shook 2005). Estos ensayos consisten básicamente en inyectar un pulso de trazador en alguna capa de interés y luego muestrear y analizar el agua producida en los pozos productores situados en la malla del inyector para obtener registros de *concentración de trazador vs tiempo*. A partir de cada uno de estos registros se puede generar un diagrama de *capacidad de flujo vs capacidad de almacenamiento (F-PHI)* para cada par inyector-productor usando las siguientes definiciones:

$$F_{(t)} = \frac{\int_0^t C(T) dT}{\int_0^\infty C(t) dt} \quad (2)$$

$$\phi_{(t)} = \frac{\int_0^t C(T) T dT}{\int_0^\infty C(t) t dt} \quad (3)$$

F es la capacidad de flujo, ϕ (PHI) es la capacidad de almacenamiento, C es la concentración del trazador para un tiempo t . Se obtiene así diagramas del tipo de los de la Figura 1.

Cada curva obtenida representa la *capacidad de flujo vs capacidad de almacenamiento* de la zona contactada por el trazador producido en un determinado pozo. En la mayoría de los casos no se recupera el 100% del trazador inyectado. Entonces, es necesario aclarar que este método sirve para evaluar la heterogeneidad de las zonas “más conductivas”. En otras palabras, la fracción de trazador que no se recupera está siendo transportada por zonas de baja conductividad, cuya heterogeneidad no puede ser evaluada por este método, a menos que se extienda el ensayo durante el tiempo necesario. Una vez obtenido el diagrama F-PHI correspondiente, se calcula el coeficiente de Lorenz aplicando la definición (1). En este caso el coeficiente de Lorenz evaluaría la heterogeneidad de todo el volumen contactado por el trazador producido en su viaje desde el inyector al productor.

Aquí es oportuno destacar que la definición del coeficiente de Lorenz (1) se hace en referencia a una situación de homogeneidad y flujo lineal (representado por la recta de 45° en el gráfico F-PHI). Sin embargo, en los ensayos desarrollados en el yacimiento es muy difícil encontrar condiciones de flujo lineal. La misma naturaleza del pozo conduce a situaciones en donde el flujo debe ser más bien radial cilíndrico, en principio divergente (próximo al inyector) para luego converger hacia el productor. En consecuencia, resulta conveniente definir el coeficiente de Lorenz tomando como referencia una geometría de flujo más acorde con las condiciones reales del yacimiento. Si esto no se hiciera, se estaría sobrevaluando el coeficiente de Lorenz ya que consideraría los efectos geométricos como heterogeneidad.

LÍNEAS DE CORRIENTES, TRANSPORTE CONVECTIVO

Antes de presentar el cálculo del coeficiente de Lorenz corregido, es necesario desarrollar el concepto de líneas de corrientes y explicar su contribución en la aplicación de esta nueva metodología.

Las líneas de corriente se obtienen fácilmente a partir del campo de velocidades en un *pattern* de inyección dado. A grandes rasgos, simplemente se “siembran semillas” en algún pozo inyector y se observa cómo son trasladadas a causa del campo de velocidades, la trayectoria que recorre una semilla es una línea de corriente.

Campos de presión y velocidad

Se considera que, si bien en el medio poroso coexisten dos fases (una acuosa y otra oleosa minoritaria), sólo fluye la fase acuosa. La ecuación constitutiva que relaciona velocidades con

gradientes de presión, es la ley de Darcy, que para un medio horizontal e isótropo se reduce a:

$$\vec{v} = - \frac{k}{\mu} \nabla p \quad (4)$$

Considerando a la fase líquida incompresible, se cumple:

$$\nabla \cdot \vec{v} = 0 \quad (5)$$

Reuniendo las ecuaciones anteriores obtenemos:

$$\nabla^2 p = 0 \quad (6)$$

La integración de (6) con sus respectivas condiciones de contorno, permite determinar el campo de presiones que luego junto con (4) posibilita obtener el campo de velocidades.

Capas de propiedades uniformes

En este caso el campo de presiones “p” asociado a la acción de un pozo en una capa horizontal de extensión lateral infinita y propiedades uniformes, en coordenadas cilíndricas con origen en el centro del pozo, viene dado por:

$$p = p_r - \frac{q}{2 \pi h} \frac{\mu}{k} L_n \left(\frac{r}{r_r} \right) \quad (7)$$

Donde “q” es el caudal volumétrico (positivo si el pozo es inyector y negativo si es productor), “r” coordenada radial del punto de cálculo y “r_r” un radio de referencia donde se conoce la presión “p_r”. La velocidad puede derivarse de la ley de Darcy, y de la ecuación (7), resultando:

$$v = \frac{q}{2 \pi h r} \quad (8)$$

Utilizando coordenadas cartesianas, los campos de presiones y velocidades quedan:

$$p = p_r - \frac{q}{2 \pi h} \frac{\mu}{k} L_n \left(\frac{\sqrt{(x-x_w)^2 + (y-y_w)^2}}{\sqrt{(x_r-x_w)^2 + (y_r-y_w)^2}} \right) \quad (9)$$

$$v_x = \frac{q}{2 \pi h} \frac{x - x_w}{(x - x_w)^2 + (y - y_w)^2} \quad (10)$$

$$v_y = \frac{q}{2 \pi h} \frac{y - y_w}{(x - x_w)^2 + (y - y_w)^2} \quad (11)$$

donde (x_w, y_w) son las coordenadas del centro del pozo, (x_r, y_r) las coordenadas del punto de referencia y (x, y) las del punto de cálculo. Las últimas 2 ecuaciones muestran las componentes de la velocidad de Darcy, resultando:

$$v = \sqrt{v_x^2 + v_y^2} \quad (12)$$

Existiendo varios pozos (inyectores y productores) el principio de superposición permite calcular los campos de presiones y velocidades en cualquier punto como la sumatoria de las presiones y velocidades calculadas para cada pozo individual, quedando:

$$p = p_r^* - \frac{1}{2\pi h} \frac{\mu}{k} \sum_{j=1}^{NP} q_j L_n \left(\frac{\sqrt{(x - x_{wj})^2 + (y - y_{wj})^2}}{\sqrt{(x_r - x_{wj})^2 + (y_r - y_{wj})^2}} \right) \quad (13)$$

$$v_x = \frac{1}{2\pi h} \sum_{j=1}^{NP} q_j \frac{x - x_{wj}}{(x - x_{wj})^2 + (y - y_{wj})^2} \quad (14)$$

$$v_y = \frac{1}{2\pi h} \sum_{j=1}^{NP} q_j \frac{y - y_{wj}}{(x - x_{wj})^2 + (y - y_{wj})^2} \quad (15)$$

donde NP representa el número de pozos. Así es posible calcular los campos de presiones y velocidad para cualquier *pattern* de inyección. En la Ec. (13) “ p_r^* ” representa un valor arbitrario cualquiera ya que en los cálculos de diferencia de presiones se elimina.

Líneas y tubos de corrientes

Seleccionado el pozo inyector de interés y el número de líneas de corriente “NLC”, los puntos de partida de cada línea (lugar donde se siembran las semillas) pueden ubicarse sobre una circunferencia de radio “ r_{wl} ” coincidente con el radio del pozo inyector, de acuerdo a:

$$\left. \begin{aligned} x_i &= x_{wl} + r_{wl} \cos(\theta_i) \\ y_i &= y_{wl} + r_{wl} \sin(\theta_i) \end{aligned} \right\} \quad i=1,2,\dots,NLC \quad (16)$$

donde $\theta_i = i \frac{2\pi}{NLC}$ es el ángulo del radio con la horizontal y (x_{wl}, y_{wl}) son las coordenadas del pozo.

De esta manera se logra que las líneas de corriente estén igualmente espaciadas en su origen. Teniendo en cuenta que un tubo de corriente es el lugar geométrico ubicado entre 2 líneas de corriente entonces cada tubo llevará un caudal igual al caudal del pozo inyector dividido NLC veces. De un pozo inyector salen la misma cantidad de líneas de corriente que de tubos de corriente.

Una vez determinado el campo de velocidades, por ejemplo para el caso de propiedades uniformes, se obtienen las coordenadas de cada línea de corriente integrando numéricamente las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$v_x = \left(\frac{\partial x}{\partial t} \right) ; v_y = \left(\frac{\partial y}{\partial t} \right) \quad (17)$$

con las condiciones de borde dadas por las ecuaciones (16) en el origen de cada línea y por:

$$r_{wP} = \sqrt{(x_i - x_{wP})^2 + (y_i - y_{wP})^2} , \quad i=1,2,\dots,NLC \quad (18)$$

Al final de las mismas, donde r_{wp} es el radio del pozo productor y (x_{wp}, y_{wp}) sus coordenadas.

Con estas ecuaciones se obtienen las líneas de corrientes que van desde un pozo inyector hasta uno productor en un medio homogéneo con un *pattern* de inyección determinado. La resolución numérica de las mismas puede implementarse en alguna planilla de cálculo.

TIEMPO DE ARRIBO DE LÍNEAS DE CORRIENTES PARA OBTENER UN DIAGRAMA F-PHI

Una vez obtenidas las líneas de corrientes también es posible conocer cuanto tiempo tardó cada línea en llegar al pozo productor, es decir, el tiempo de arribo de cada línea de corriente. A partir de esta información y conociendo el caudal del pozo inyector, es posible graficar un *F-PHI* plot siguiendo los siguientes pasos:

1. Ordenar los tiempos de arribo de las líneas de corriente en orden creciente.
2. Calcular los volúmenes contactados por cada tubo de corriente, un tiempo de arribo mayor implica mayor volumen contactado por ese tubo de corriente

$$V_i = t_{arribo_i} q_i \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, NLC \quad (19)$$

3. Calcular el volumen contactado acumulado

$$V_{acum_i} = \sum_1^i V_j \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, NLC \quad (20)$$

4. Calcular PHI

$$\phi_i = V_{acum_i} / V_{total} \quad ; \quad V_{total} = \sum_1^{NLC} V_i \quad (21)$$

5. Calcular el caudal de las líneas de corrientes acumulado

$$q_{acum_i} = \sum_1^i q_j \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, NLC \quad (22)$$

6. Calcular F

$$F_i = q_{acum_i} / q_{total} \quad ; \quad q_{total} = \sum_1^{NLC} q_i \quad (23)$$

7. Graficar los pares (PHI;F) obtenidos para cada línea de corriente (para cada i)

De esta forma se obtiene un diagrama F-PHI que no tiene en cuenta la heterogeneidad, ya que se consideró un medio homogéneo y las líneas de corriente se obtienen teniendo en cuenta solo transporte convectivo. A pesar de que no se contempla la heterogeneidad, es probable que la curva resultante difiera de la recta de 45° que pasa por el origen. En este caso, si se calcula el coeficiente de Lorenz, según la definición clásica, se obtendrá un valor mayor que 0. Esto no significa que

hay heterogeneidad, sino más bien que el diagrama F-PHI también tiene en cuenta la geometría del flujo. Por esta razón es necesario diferenciar los efectos de la geometría del flujo y de la heterogeneidad en un diagrama F-PHI.

CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE LORENZ CORREGIDO

Anteriormente se mencionó que una curva F-PHI depende de la heterogeneidad y también de la geometría del flujo. Para diferenciar estas dependencias se propone un nuevo método para calcular el coeficiente de Lorenz, en el cual la curva “base” para el cálculo ya no es la recta de 45° que pasa por el origen sino la curva obtenida a partir de los *tiempos de arribo de las líneas de corriente (TALC)* en un *pattern* de inyección dado. Entonces si se calcula L_C en un diagrama F-PHI obtenido a partir de los TALC en un medio homogéneo con un *pattern* determinado se obtendrá L_C igual a cero, indicando certeramente la ausencia de heterogeneidad.

En la Figura 2 se representa un gráfico que permite visualizar la definición del coeficiente de Lorenz corregido L_C^* . Luego se presentan las ecuaciones utilizadas para esta nueva forma de cálculo.

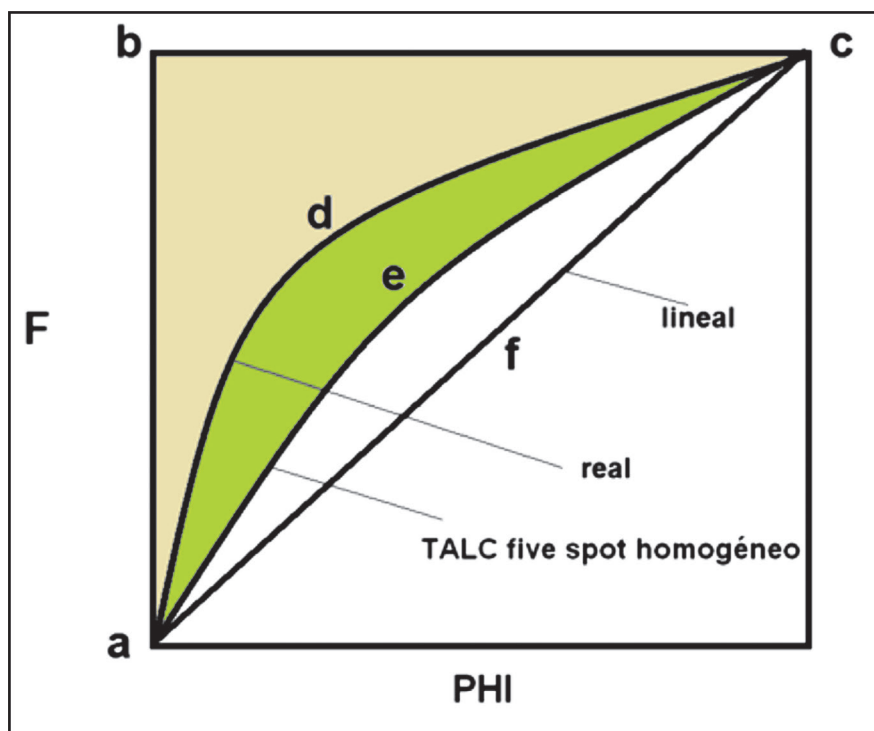


Figura 2. Diagrama F-PHI y áreas para el cálculo del coeficiente de Lorenz corregido.

$$L_C^* = \frac{\text{Área entre la curva real y la obtenida mediante TALC}}{1 - \text{Área por debajo de la curva obtenida mediante TALC}}$$

Utilizando los puntos señalados en el gráfico se puede escribir:

$$L_C^* = \frac{\text{área "adcea"}}{\text{área "abcea"}}$$

Al igual que el coeficiente de Lorenz clásico, el coeficiente de Lorenz corregido puede valer entre 0 (caso totalmente homogéneo) y 1 (heterogeneidad máxima).

El coeficiente de Lorenz corregido evalúa exclusivamente la heterogeneidad, garantizando que si se comparan L_C^* obtenidos para distintas geometrías de flujo la comparación será totalmente válida y correcta.

Finalmente, para calcular el coeficiente de Lorenz corregido en un caso real habrá que seguir los siguientes pasos:

1. Computar las líneas de corriente entre el inyector y el productor de interés teniendo en cuenta el *pattern* de inyección real y los caudales reales, asumiendo homogeneidad.
2. Obtener los TALC y graficar la curva F-PHI "base".
3. Graficar la curva F-PHI correspondiente al caso real utilizando el registro *concentración de trazador vs tiempo*.
4. Aplicar la definición de L_C^* .

Aplicación en un caso real

Para mostrar la aplicación de esta nueva metodología se cita un ensayo de trazadores en recuperación secundaria de petróleo presentado por Fonseca *et al.*, (2004). El ensayo se realizó en el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquén, Argentina. Consistió en la inyección de un trazador en el pozo LL-19, seguida por el muestreo y análisis del agua producida en los productores aledaños (118; 119; 127 y 128). En la Figura 3 se visualiza la ubicación del yacimiento y la distribución de los pozos.

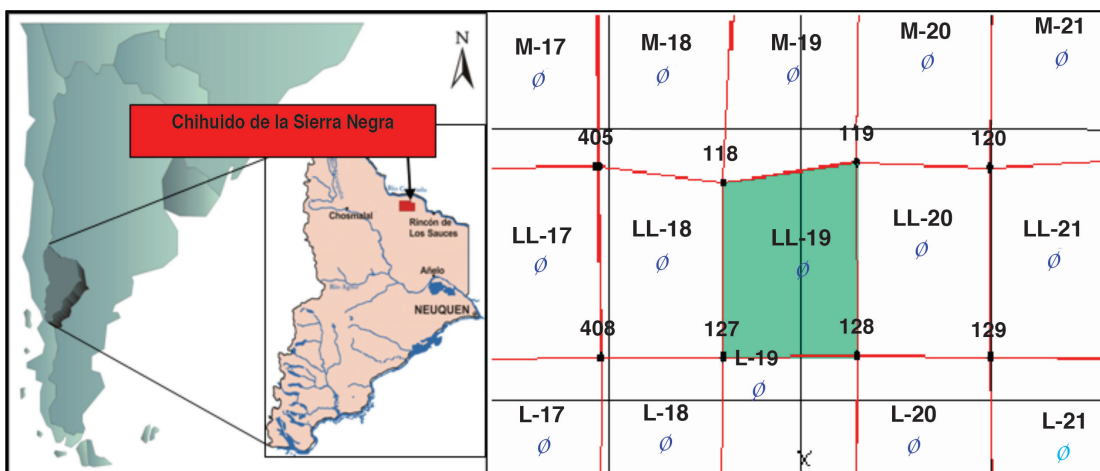


Figura 3. Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquén, Argentina. Malla del pozo inyector LL-19.

Se obtuvieron los siguientes registros de recuperación de trazador por metro cúbico de agua producida vs tiempo (Figura 4). Este parámetro surge de dividir la concentración del trazador por la masa inyectada en el pozo.

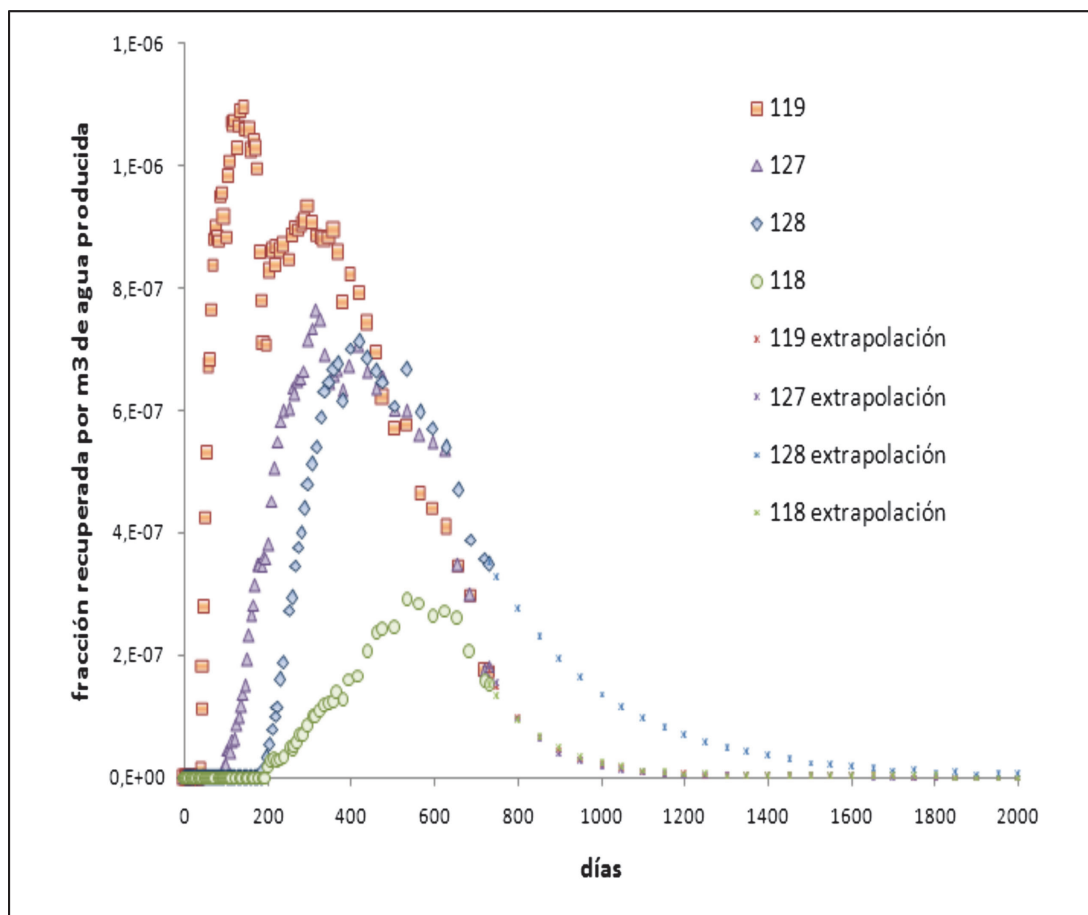


Figura 4. Recuperación de trazador por metro cúbico de agua producida vs tiempo en días.

Debido a que se disponía de registros de trazador hasta el día 719 desde la inyección, fue necesario realizar una extrapolación exponencial para completar las curvas (Zemel 1995). Con las curvas completamente desarrolladas se calculó la recuperación de trazador, obteniéndose un 40% en los 4 productores analizados.

Dado que la zona entre el inyector y el productor 119 es la que presenta mayor heterogeneidad, se ha elegido este caso para mostrar la aplicación de esta nueva metodología.

En la Figura 5 se presenta el diagrama F-PHI obtenido, con las curvas para el caso real, el caso homogéneo y la recta de 45° que pasa por el origen.

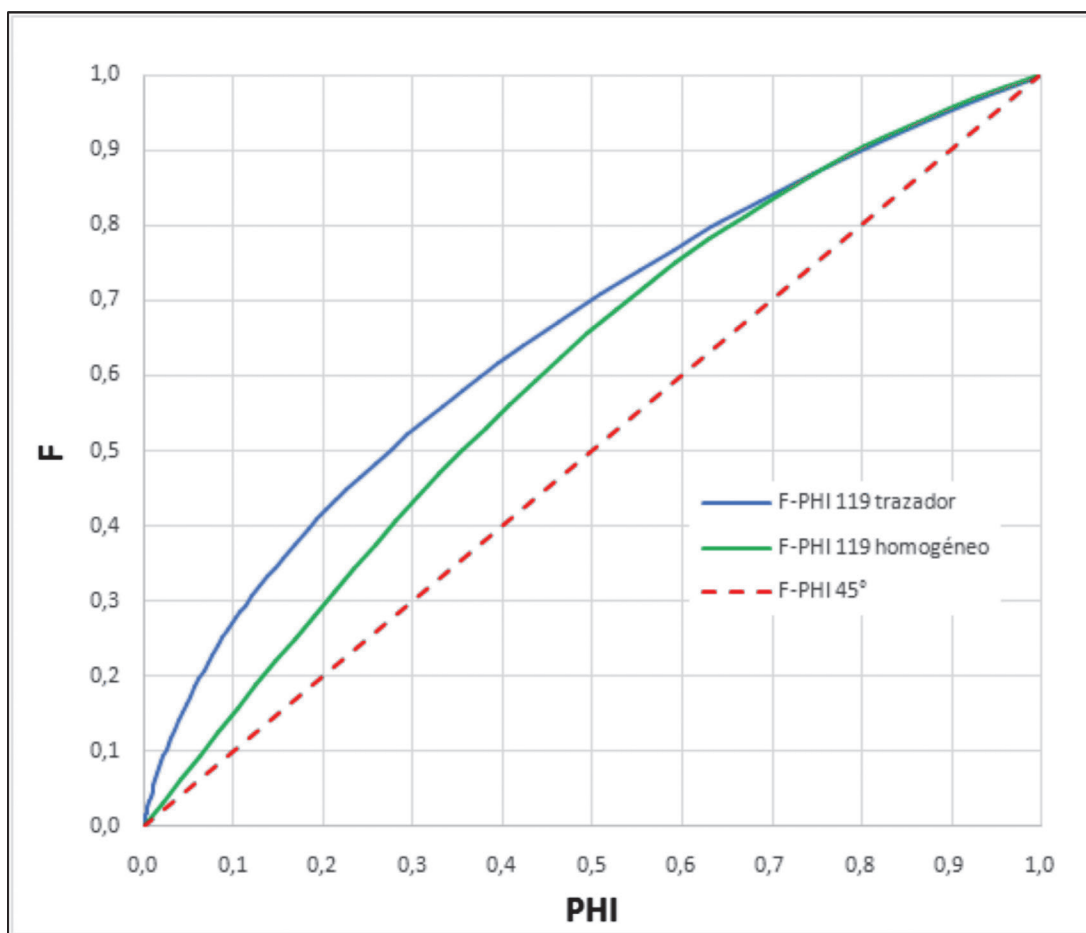


Figura 5. Diagrama F-PHI para el par inyector (LL19)-productor (119).

Al calcular el coeficiente de Lorenz corregido se obtiene:

$$L_C^* = 0.123$$

En cambio, el coeficiente de Lorenz según la definición clásica alcanza el siguiente valor:

$$L_C = 0.307$$

En este caso se puede decir que el valor del coeficiente de Lorenz clásico está afectado considerablemente por la geometría del flujo, tal es así, que solo el 40% de su valor representa el efecto de la heterogeneidad.

CONCLUSIONES

Se ha estudiado el coeficiente de Lorenz obtenido a partir de registros de trazadores y se ha detectado que refleja 2 aspectos principales: la heterogeneidad de la zona contactada por el trazador producido y también la geometría del flujo. Con el fin de discriminar estos 2 aspectos se ha desarrollado una forma alternativa para su cálculo.

El coeficiente de Lorenz corregido permite realizar una evaluación específica de la heterogeneidad de las zonas más conductivas.

Para su cálculo se precisa contar únicamente con registros de trazador y computar las líneas de corriente en el medio supuesto homogéneo.

REFERENCIAS CITADAS

Fonseca, C. M., C. Somaruga y N. Barros, 2004, Diagnostics about the Effectiveness of Waterflooding Through of the Application of Interwell Tracer Tests, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas.

Shook, M., H. Forsmann, 2005, Tracer Interpretation

Using Temporal Moments on a Spreadsheet, prepared for the U. S. Department of Energy, Assistant Secretary for Energy Efficiency and Renewable Energy, p. 6-8.

Zemel, B., 1995, Tracers in the Oil Field, Elsevier, p. 169-171.